

**TUGAS AKHIR - TE 141599**

***DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH  
MEMPERTIMBANGKAN DEMAND RESPONSE  
MENGUNAKAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION***

Zico Musiano Sihombing  
NRP 07111440000178

Dosen Pembimbing  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.  
Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE 141599**

***DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH  
MEMPERTIMBANGKAN DEMAND RESPONSE  
MENGUNAKAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION***

Zico Musiano Sihombing  
NRP 07111440000178

Dosen Pembimbing  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.  
Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018



**FINAL PROJECT - TE 141599**

**DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH CONSIDERING  
DEMAND RESPONSE USING PARTICLE SWARM  
OPTIMIZATION**

Zico Musiano Sihombing  
NRP 07111440000178

Supervisors  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.  
Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018

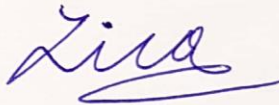
## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “*DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH* MEMPERTIMBANGKAN *DEMAND RESPONSE* MENGGUNAKAN *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2018



Zico Musiano Sihombing  
07111440000178

***DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH  
MEMPERTIMBANGKAN DEMAND RESPONSE  
MENGUNAKAN PARTICLE SWARM  
OPTIMIZATION***

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Departemen Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

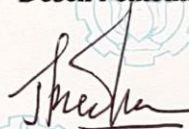
**Menyetujui :**

**Dosen Pembimbing I**



**Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.**  
**NIP. 19741129 200012 1 001**

**Dosen Pembimbing II**



**Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.**  
**NIP. 19650901 199103 2 002**



***DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH  
MEMPERTIMBANGKAN DEMAND RESPONSE  
MENGUNAKAN PARTICLE SWARM  
OPTIMIZATION***

Nama Mahasiswa : Zico Musiano Sihombing  
Dosen Pembimbing I : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.  
Dosen Pembimbing II : Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.

**ABSTRAK**

Seiring berkembangnya zaman, permintaan daya listrik pun terus mengalami peningkatan, peningkatan ini dapat terjadi karena jumlah penduduk yang semakin hari semakin bertambah. Biaya bahan bakar juga semakin meningkat yang menyebabkan biaya pembangkitan tenaga listrik juga akan mengalami peningkatan. Oleh karena itu dibutuhkan suatu optimasi pada energi listrik tersebut, mengingat listrik sudah menjadi kebutuhan utama bagi manusia. Optimasi pada pembangkit tenaga listrik merupakan suatu proses untuk mendapatkan kombinasi daya *output* dari generator, yang dapat menghasilkan biaya pembangkitan yang minimal. *Dynamic Economic Dispatch* (DED) merupakan salah satu teknik optimasi pada pembangkit tenaga listrik, dimana DED digunakan untuk menentukan kombinasi daya *output* pada tiap-tiap generator pada setiap periodenya (24 jam). *Demand Response Program* (DRP) merupakan salah satu faktor yang dapat mempengaruhi biaya pembangkitan tenaga listrik, karena DRP digunakan untuk mengurangi permintaan beban pada suatu periode tertentu. Pada tugas akhir ini, metode DRP yang digunakan adalah *Emergency Demand Response / Direct Load Control* (EDRP/DLC). EDRP/DLC termasuk ke dalam *incentive-based demand response program*. Untuk menyelesaikan permasalahan ini, penulis akan menggunakan metode *particle swarm optimization* (PSO).

**Kata kunci:** (*dynamic economic dispatch, demand response, incentive-based demand response program, particle swarm optimization*)

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# ***DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH CONSIDERING DEMAND RESPONSE USING PARTICLE SWARM OPTIMIZATION***

Student Name : Zico Musiano Sihombing  
Supervisor I : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.  
Supervisor II : Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.

## ***ABSTRACT***

*As the time progressed, the demand for the electric power continues to increase, this increase in electric power, can occur due to the increasing number of the population. Fuel costs also increased which causes the electricity generation costs to increase as well. Therefore, an optimization for electrical energy is required, considering that the electricity has become a major need for humans. Optimization of a power plant is a process to obtain a combination of power output from the generator, to decrease the cost for electricity generation. Dynamic Economic Dispatch (DED) is one of the optimization techniques in power generation, where DED is used to determine the combination of power output from each generator at each period (24 hours). Demand Response Program (DRP) is one factor that can affect the cost of electricity generation, because DRP is used to reduce the demand in a certain period. In this final project, the DRP used is Emergency Demand Response / Direct Load Control (EDRP/DLC). EDRP/DLC is included in the incentive-based demand response program. Particle Swarm Optimization method is used to solve this problem.*

**Key Word:** *(dynamic economic dispatch, demand response, incentive-based demand response program, particle swarm optimization)*



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir dengan judul ***“Dynamic Economic Dispatch Mempertimbangkan Demand Response Menggunakan Particle Swarm Optimization”***.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Tuhan Yang Maha Esa atas limpahan rahmat, karunia dan petunjuk-Nya.
2. Kedua orang tua dan juga kedua kakak penulis yang selalu mendoakan keberhasilan studi penulis.
3. Bapak Dr. Eng. Rony Seto Wibowo ST., MT. selaku dosen pembimbing I dan Ibu Ir. Ni Ketut Aryani, MT. selaku dosen pembimbing II yang telah memberikan arahan, bimbingan dan perhatiannya selama proses penyelesaian tugas akhir ini.
4. Teman-teman Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik yang telah membantu dan memberikan semangat dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
5. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Elektro ITS yang telah memberikan banyak ilmu dan menciptakan suasana belajar yang luar biasa.
6. Teman-teman seperjuangan e54 yang telah menemani dan memberikan dukungan selama masa kuliah sampai penyusunan tugas akhir ini.
7. Haidi, Joseph, Indra, Adit, dan Bagas selaku teman satu tempat tinggal dengan penulis yang tiada hentinya memberikan semangat kepada penulis agar segera menyelesaikan tugas akhir ini.
8. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu, dengan tanpa mengurangi rasa terima kasih penulis.

Dalam menyusun tugas akhir ini, penulis menyadari masih banyak kesalahan atau kekurangan, oleh karena itu kritik atau saran sangat diharapkan untuk menjadi perbaikan di masa yang akan datang. Semoga tugas akhir ini dapat memberikan manfaat yang luas.

Surabaya, Juni 2018

Penulis

## DAFTAR ISI

ABSTRAK.....	i
ABSTRACT.....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1    Latar Belakang .....	1
1.2    Permasalahan .....	1
1.3    Tujuan .....	2
1.4    Batasan Masalah .....	2
1.5    Metodologi .....	2
1.6    Sistematika Penulisan.....	3
1.7    Relevansi.....	4
BAB 2 <i>DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH</i> MEMPERTIMBANGKAN <i>DEMAND RESPONSE</i> .....	5
2.1    Sistem Tenaga Listrik .....	5
2.1.1  Sistem Pembangkitan.....	5
2.1.2  Sistem Tranmisi .....	6
2.1.3  Sistem Distribusi.....	6
2.1.4  Beban .....	6
2.2 <i>Economic Dispatch</i> .....	7
2.3 <i>Dynamic Economic Dispatch</i> .....	8
2.4 <i>Demand Response</i> .....	9
2.5 <i>Demand Response Program</i> .....	10
2.5.1 <i>Rate-Based DR Program</i> .....	10
2.5.2 <i>Incentive or Event-Based DR Program</i> .....	10
2.5.3 <i>Demand Reduction Bids</i> .....	11
BAB 3 PENERAPAN <i>INCENTIVE-BASED DEMAND RESPONSE</i> <i>PROGRAM</i> DAN <i>PARTICLE SWARM OPTIMIZATION</i> PADA <i>DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH</i> .....	13
3.1    Penerapan <i>Incentive-Based Demand Response Program</i> Pada <i>Dynamic Economic Dispatch</i> .....	13

3.1.1	Inisiasi Permasalahan <i>Dynamic Economic Dispatch</i> Dengan Pengimplementasian <i>Incentive-Based Demand Response Program</i> .....	13
3.1.2	<i>Responsive Load Economic Model</i> .....	14
3.1.3	Faktor Penilai.....	15
3.2	<i>Particle Swarm Optimization</i> .....	16
3.2.1	Pengertian <i>Particle Swarm Optimization</i> .....	16
3.3	Penerapan <i>Particle Swarm Optimization</i> .....	18
3.3.1	Inisiasi Awal.....	19
3.3.2	Inisiasi Kecepatan.....	19
3.3.3	Evaluasi Nilai <i>Fitness</i> Populasi .....	20
3.3.4	Penentuan Pemilihan <i>Pbest</i> dan <i>Gbest</i> .....	20
3.3.5	Memperbarui Kecepatan Partikel .....	20
3.4	Algoritma Pengerjaan <i>Dynamic Economic Dispatch</i> Mempertimbangkan <i>Incentive-Based Demand Response Program</i> Menggunakan <i>Particle Swarm Optimization</i> .....	20
BAB 4	SIMULASI DAN ANALISIS.....	23
4.1	Parameter <i>Particle Swarm Optimization</i> .....	23
4.2	Sistem IEEE 30 Bus.....	24
4.2.1	Simulasi Kasus 1 .....	26
4.2.2	Simulasi Kasus 2 .....	29
4.2.3	Simulasi Kasus 3 .....	34
4.2.4	Simulasi Kasus 4 .....	39
4.3	Analisa Hasil Simulasi.....	44
4.3.1	Kurva Profil Pembebanan.....	44
4.3.2	Total Biaya .....	47
4.3.3	Performansi.....	50
BAB 5	PENUTUP .....	53
5.1	Kesimpulan .....	53
5.2	Saran .....	53
DAFTAR	PUSTAKA .....	55
LAMPIRAN	.....	57
RIWAYAT	HIDUP PENULIS .....	61

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Sistem Tenaga Listrik [10] .....	5
Gambar 3.1 Konsep PSO [5] .....	17
Gambar 3.2 <i>Flowchart</i> PSO .....	18
Gambar 3.3 <i>Flowchart</i> DED dengan DRP Menggunakan PSO .....	21
Gambar 4.1 <i>Single Line Diagram</i> Sistem IEEE 30 Bus [10] .....	24
Gambar 4.2 Kurva Profil Pembebanan Kasus 1 .....	26
Gambar 4.3 Kurva Konvergensi PSO Kasus 1 .....	29
Gambar 4.4 Kurva Profil Pembebanan Kasus 2 .....	31
Gambar 4.5 Kurva Konvergensi PSO Kasus 2 .....	34
Gambar 4.6 Kurva Profil Pembebanan Kasus 3 .....	36
Gambar 4.7 Kurva Konvergensi PSO Kasus 3 .....	39
Gambar 4.8 Kurva Profil Pembebanan Kasus 4 .....	41
Gambar 4.9 Kurva Konvergensi PSO Kasus 4 .....	44
Gambar 4.10 Perbedaan Profil Pembebanan Setiap Kasus .....	46
Gambar 4.11 Perbandingan Total Beban Setiap Kasus .....	47
Gambar 4.12 Perbandingan Total Biaya Setiap Kasus .....	48
Gambar 4.13 Perbandingan <i>Load Factor</i> Setiap Kasus .....	51
Gambar 4.14 Perbandingan <i>Peak to Valley</i> Setiap Kasus .....	52
Gambar 4.15 Perbandingan <i>Peak Compensate</i> Setiap Kasus .....	52

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 <i>Self and Cross Elasticity Values</i> .....	15
Tabel 4.1 Parameter PSO Sistem IEEE 30 Bus.....	23
Tabel 4.2 <i>Cost Function</i> Sistem IEEE 30 Bus .....	25
Tabel 4.3 Data Generator Sistem IEEE 30 Bus.....	25
Tabel 4.4 Data Beban Sistem IEEE 30 Bus .....	25
Tabel 4.5 Hasil Simulasi DED Kasus 1 Bagian 1 .....	27
Tabel 4.6 Profil Pembebanan & Biaya Pengimplementasian Kasus 2 ..	30
Tabel 4.7 Hasil Simulasi DEDDR Kasus 2 Bagian 1.....	31
Tabel 4.8 Profil Pembebanan & Biaya Pengimplementasian Kasus 3 ..	35
Tabel 4.9 Hasil Simulasi DEDDR Kasus 3 Bagian 1.....	36
Tabel 4.10 Profil Pembebanan & Biaya Pengimplementasian Kasus 4	40
Tabel 4.11 Hasil Simulasi DEDDR Kasus 4 Bagian 1 .....	41
Tabel 4.12 Perbandingan Profil Pembebanan Setiap Kasus .....	45
Tabel 4.13 Pengurangan Beban Setiap Kasus .....	46
Tabel 4.14 Perbandingan Total Biaya Setiap Kasus (\$).....	48
Tabel 4.15 <i>Average Electricity Price</i> (\$/MWh) .....	49
Tabel 4.16 <i>Average Electricity Price</i> (Rp/MWh) .....	49
Tabel 4.17 Total Biaya (Rp).....	50
Tabel 4.18 Perbandingan Performansi Setiap Kasus.....	50



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Kebutuhan akan energi listrik terus meningkat, hal ini disebabkan oleh jumlah penduduk yang terus bertambah. Oleh karena itu, dibutuhkan suatu optimasi pada energi listrik tersebut, agar supaya energi listrik tersebut dapat dimanfaatkan dengan baik, dan juga mengingat listrik merupakan salah satu hal yang sangat penting didalam kehidupan manusia. *Economic Dispatch* (ED) merupakan salah satu teknik optimisasi dalam *power system* [1]. ED digunakan untuk menentukan kombinasi daya *output* pada tiap-tiap generator, agar didapatkan biaya pembangkitan yang minimal yang sesuai dengan permintaan beban. *Dynamic Economic Dispatch* (DED) adalah sebuah pengembangan dari ED, dimana pada DED besar bebannya selalu berubah-ubah setiap periodenya (24 jam) [2].

Dalam pembangkitan tenaga listrik, ada beberapa cara yang dapat dilakukan, yang bertujuan untuk mengurangi total biaya pembangkitan, salah satunya adalah *Demand Response* (DR). DR adalah perubahan pola konsumsi konsumen dalam penggunaan listrik, perubahan ini diatur dengan sebuah *program* yang dinamakan *Demand Response Program* (DRP). Tujuan utama dari DRP ini adalah untuk menurunkan atau mengurangi biaya yang dibutuhkan untuk pembangkitan dan juga meningkatkan keandalan sistem [3].

Dalam tugas akhir ini, metode DRP yang akan digunakan adalah EDRP/DLC (*emergency demand response program/direct load control*), EDRP/DLC itu sendiri termasuk kedalam *incentive-based* DRP. Untuk menyelesaikan permasalahan yang sudah disebutkan diatas, penulis akan menggunakan metode *particle swarm optimization* (PSO).

### 1.2 Permasalahan

Permasalahan yang akan dibahas pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana cara pengimplementasian *incentive-based demand response program* (EDRP/DLC) pada permasalahan *dynamic economic dispatch*.

2. Apa dampak pengimplementasian *incentive-based demand response program* (EDRP/DLC) terhadap permasalahan *dynamic economic dispatch*.

### 1.3 Tujuan

Tujuan penelitian yang ingin dicapai pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui cara pengimplementasian *incentive-based demand response program* (EDRP/DLC) pada permasalahan *dynamic economic dispatch*.
2. Mengetahui dampak pengimplementasian *incentive-based demand response program* (EDRP/DLC) pada permasalahan *dynamic economic dispatch*.

### 1.4 Batasan Masalah

Dalam menyelesaikan permasalahan pada tugas akhir ini, terdapat batasan-batasan masalah sebagai berikut:

1. Analisis *dynamic economic dispatch* menggunakan sistem IEEE 30 Bus.
2. Analisis yang dilakukan mempertimbangkan batasan daya pembangkitan, *ramp rate* masing-masing pembangkit (*ramp up* dan *ramp down* dianggap sama), dan juga daya yang dibangkitkan harus sama dengan permintaan beban.
3. Analisis yang dilakukan tidak mempertimbangkan *losses* dan juga semua generator dianggap menyala atau “ON”.

### 1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam menyusun penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur  
Penulis mengumpulkan buku, serta referensi yang berhubungan dengan *dynamic economic dispatch*, *demand response*, *incentive-based demand response program*, dan *particle swarm optimization* yang dapat menjadi pedoman bagi penulis dalam mengerjakan tugas akhir ini.
2. Pengumpulan data  
Pada tahap ini, penulis mengumpulkan data-data yang dibutuhkan untuk dapat menyelesaikan tugas akhir ini.

3. Simulasi

Pada tahap ini, penulis akan melakukan simulasi dengan menggunakan *software* MATLAB. Pada tahap ini, metode *particle swarm optimization* akan digunakan untuk menyelesaikan permasalahan *dynamic economic dispatch* dengan mempertimbangkan pengaruh dari pengimplementasian *incentive-based demand response program* (EDRP/DLC).

4. Analisis Simulasi

Pada tahap ini, hasil yang didapatkan pada tahap simulasi akan dianalisa sehingga didapatkan hasil biaya pembangkitan yang paling minimum.

5. Kesimpulan

Pada tahap ini, penulis akan memberikan kesimpulan mengenai biaya pembangkitan yang didapatkan serta memberikan saran untuk studi lebih lanjut mengenai *dynamic economic dispatch* dengan mempertimbangkan pengaruh dari pengimplementasian *demand response program*.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam tugas akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut :

Bab 1 : PENDAHULUAN

Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan, metode penelitian, sistematika penulisan, dan relevansi.

Bab 2 : *DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH*  
MEMPERTIMBANGKAN *DEMAND RESPONSE*

Bab ini berisi tentang landasan teori mengenai *economic dispatch*, *dynamic economic dispatch*, *demand response*, dan *incentive-based demand response program*.

Bab 3 : *PENERAPAN INCENTIVE-BASED DEMAND RESPONSE PROGRAM DAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION PADA DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH*

Bab ini membahas mengenai penerapan *incentive-based demand response program* dan metode *particle swarm optimization* pada permasalahan *dynamic economic dispatch*.

Bab 4 : SIMULASI DAN ANALISIS

Bab ini membahas mengenai hasil simulasi dan analisis mengenai dampak dari pengimplementasian *incentive-based demand response program* (EDRP/DLC).

Bab 5 : PENUTUP

Bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran dari hasil analisis yang telah dilakukan.

## 1.7 Relevansi

Besar harapan penulis agar penelitian ini dapat memberikan manfaat, yaitu:

1. Dapat menambah ilmu pengetahuan dalam bidang operasi sistem tenaga listrik bagi penulis
2. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa yang akan melakukan atau mengambil Tugas Akhir dengan topik yang serupa.
3. Dapat menjadi referensi di sistem kelistrikan terutama di bidang optimasi pembangkitan tenaga listrik.

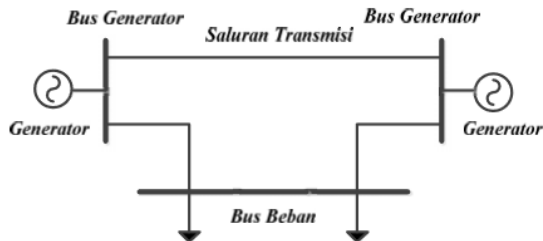
## **BAB 2**

### ***DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH***

### ***MEMPERTIMBANGKAN DEMAND RESPONSE***

#### **2.1 Sistem Tenaga Listrik**

Sistem tenaga listrik adalah suatu sistem penyaluran energi listrik dari produsen hingga sampai ke konsumen pengguna energi listrik. Sistem tenaga listrik dibagi menjadi 4 bagian, yaitu sistem pembangkitan, sistem transmisi, sistem distribusi dan beban. Sistem pembangkitan berfungsi untuk membangkitkan energi listrik dari berbagai macam sumber daya alam (contoh: angin, air, cahaya matahari, dll.). Sistem transmisi berfungsi untuk mengirim energi listrik dari sistem pembangkitan ke sistem distribusi. Sistem distribusi berfungsi untuk mendistribusikan energi listrik kepada pengguna atau konsumen energi listrik (perumahan, industry, atau komersil) [4]. Gambar dibawah ini merupakan gambaran dari sistem tenaga listrik.



**Gambar 2.1** Sistem Tenaga Listrik [10]

##### **2.1.1 Sistem Pembangkitan**

Sistem pembangkitan berfungsi untuk membangkitkan energi listrik dengan menggunakan tenaga air, angin, diesel, cahaya matahari, dan lain sebagainya. Pembangkit tenaga listrik disini dapat berupa generator, dimana generator merupakan salah satu komponen yang sangat penting di dalam *power system* [4]. Setiap generator memiliki fungsi biaya yang berbeda-beda untuk setiap generatornya sehingga akan menghasilkan biaya pembangkitan yang berbeda-beda juga.

### 2.1.2 Sistem Transmisi

Tujuan utama dari sistem transmisi ini ialah untuk menyalurkan energi listrik dari unit pembangkit ke sistem distribusi sehingga energi listrik dapat di distribusikan ke konsumen pengguna listrik. Sesuai dengan standar tegangan transmisi yang dikeluarkan oleh *American National Standards Institute* (ANSI), Tegangan pada saluran transmisi harus beroperasi diatas 60 kV dengan nilai standar sebesar 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230kV, 345kV, 500 kV, dan 765 kV line-to-line. Tegangan diatas 230 kV dinamakan tegangan ekstra tinggi. Tujuan dari tegangan harus beroperasi di atas 60 kV adalah untuk mengurangi nilai rugi-rugi daya yang disebabkan oleh arus yang mengalir pada kabel penghantar pada saluran transmisi.

### 2.1.3 Sistem Distribusi

Sistem distribusi berfungsi untuk menyalurkan daya listrik dari saluran transmisi ke konsumen pengguna listrik. Sistem distribusi dibagi menjadi 2, yaitu sistem distribusi primer dan sistem distribusi sekunder. Sistem distribusi primer digunakan untuk menyuplai daya kepada konsumen yang membutuhkan daya yang besar seperti sektor industri, dan juga sistem ini beroperasi pada tegangan 4 – 34,5 kV. Sistem distribusi sekunder digunakan untuk menyuplai daya ke konsumen yang membutuhkan daya yang kecil seperti perumahan atau komersil. Sistem ini biasanya beroperasi untuk menyuplai konsumen dengan level tegangan 240/120 V (satu fasa dengan tiga kawat), 208(Wye)/120 V (tiga fasa dengan empat kawat), atau 480(Wye)/277 V (tiga fasa dengan empat kawat). Berdasarkan letak salurannya, sistem distribusi dibagi menjadi dua, yaitu *overhead* dan *underground*. *Overhead* berarti saluran distribusi berada di atas tanah, sedangkan *underground* berarti saluran distribusi berada di bawah tanah.

### 2.1.4 Beban

Beban pada *power systems* dibagi menjadi tiga, yaitu beban industri, beban perumahan, dan beban komersil. Beban industri terdiri dari beban komposit dan motor induksi, sedangkan untuk beban komersil dan perumahan biasanya berupa pencahayaan, pendinginan, dan pemanasan. Beban komersil dan perumahan juga mengonsumsi daya reaktif dengan jumlah yang sedikit.

Kurva beban harian merupakan kurva beban yang terdiri dari permintaan dari beberapa konsumen. Beban terbesar selama periode 24 jam dinamakan *peak demand* atau beban puncak.

## 2.2 Economic Dispatch

*Economic Dispatch* (ED) merupakan proses optimasi pada *power systems* yang memiliki tujuan untuk menentukan kombinasi pembebanan yang paling optimal dan ekonomis untuk tiap-tiap unit generator yang ada. Tujuan utama dari ED ini ialah untuk mencari biaya pembangkitan yang paling minimum atau meminimalkan biaya pembangkitan. *Cost function* dari tiap-tiap generator direpresentasikan dengan fungsi kuadrat sebagai berikut [5]:

$$C = \min \sum_{j=1}^N F_j(P_j) \quad (2.1)$$

$$F_j(P_j) = a_j + b_j(P_j) + c_j(P_j^2) \quad (2.2)$$

Dimana:

- $C$  : total biaya pembangkitan (\$)
- $F_j$  : *cost function* generator ke- $j$
- $P_j$  : daya yang dibangkitkan oleh generator ke- $j$  (MW)
- $a, b, \text{ dan } c$  : koefisien biaya generator ke- $j$
- $N$  : jumlah generator

Dalam ED ini, tiap-tiap unit generator harus mampu memenuhi batasan-batasan masalah yang ada. Batasan-batasan masalah tersebut dibagi menjadi dua, yaitu *equality constraint* dan *inequality constraint*. Dalam *equality constraint*, jumlah total daya yang dibangkitkan oleh generator harus sama dengan jumlah permintaan beban ditambah dengan rugi-rugi transmisinya, persamaannya adalah sebagai berikut [5]:

$$P_G = P_D + P_{loss} \quad (2.3)$$

Tetapi, pada tugas akhir ini rugi-rugi transmisi diabaikan, sehingga persamaannya menjadi sebagai berikut:

$$P_G = P_D \quad (2.4)$$

Dimana:

- $P_G$  : total daya dari semua pembangkit / generator (MW)
- $P_D$  : total daya yang dibutuhkan beban (MW)



Batasan yang kedua yaitu *inequality constraint*, dalam batasan *inequality constraint* ini, daya yang dibangkitkan oleh setiap generator harus berada diantara batas daya minimum dan batas daya maksimum yang dimiliki oleh generator tersebut yang digambarkan seperti persamaan berikut:

$$P_{G_j} \min \leq P_G \leq P_{G_j} \max \quad (2.5)$$

Dimana:

$P_{G_j}$  = total daya yang dibangkitkan oleh generator ke- $j$  (MW)

### 2.3 Dynamic Economic Dispatch

*Dynamic economic dispatch* (DED) adalah salah satu teknik optimasi dalam *power systems* yang digunakan untuk mendapatkan kombinasi daya *output* yang paling optimal atau ekonomis dari tiap generator selama periode tertentu. DED merupakan pengembangan lanjutan dari ED, dimana pada ED, level beban yang ada cuma satu, sedangkan pada DED, besar beban yang ada selalu berubah-ubah setiap periodenya (24 jam), sehingga *cost function* dari setiap generator adalah sebagai berikut [6]:

$$C = \min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N F_j(P_j) \quad (2.6)$$

$$F_{jt}(P_{jt}) = a_{jt} + b_{jt}(P_{jt}) + c_{jt}(P_{jt}^2) \quad (2.7)$$

Dimana:

$C$	: total biaya pembangkitan (\$)
$F_j$	: <i>cost function</i> generator ke- $j$
$P_j$	: daya yang dibangkitkan oleh generator ke- $j$ (MW)
$a, b$ , dan $c$	: koefisien biaya generator ke- $j$
$N$	: jumlah generator
$T$	: jumlah periode waktu (jam)

Ada pula batasan yang harus dipenuhi selain *equality constraint* dan *inequality constraint* yaitu *ramp rate limit*. *Ramp rate limit* adalah Batasan untuk perubahan daya untuk setiap generator pada setiap

periodenya (per jam). Batasan ini digambarkan dengan persamaan berikut [6]:

$$P_{jt} - P_j^{t-1} \leq UR_j \quad (2.8)$$

$$P_j^{t-1} - P_{jt} \leq DR_j \quad (2.9)$$

Dimana:

$P_{jt}, P_j^{t-1}$ : daya yang dibangkitkan generator ke- $j$  pada waktu ke- $t$  (MW)

$UR_j$  : batas kenaikan daya generator ke- $j$

$DR_j$  : batas penurunan daya generator ke- $j$

Persamaan (2.8) adalah batasan apabila daya yang dibangkitkan oleh generator mengalami kenaikan, sedangkan persamaan (2.9) adalah batasan apabila daya yang dibangkitkan mengalami penurunan. Dengan memperhatikan *ramp rate limit* yang sudah disebutkan, maka batasan  $P_{max}$  dan  $P_{min}$  untuk periode selanjutnya berubah menjadi sebagai berikut [8]:

$$P_j \min(t + 1) = \max(P_j \min, P_{jt} - \text{rampdown}) \quad (2.10)$$

$$P_j \max(t + 1) = \min(P_j \max, P_{jt} + \text{rampup}) \quad (2.11)$$

## 2.4 Demand Response

*Demand Response* (DR) merupakan perubahan perilaku konsumen dalam penggunaan listrik dari pola konsumsi normal atau awal yang kemudian berubah sesuai dengan perubahan harga listrik dari waktu ke waktu, atau pemberian *reward* berupa *incentive* apabila konsumen tersebut bersedia untuk mengurangi penggunaan listriknya [3]. DR ini dapat memberikan keuntungan bagi pihak konsumen maupun pihak pembangkit karena efek dari DR ini salah satunya adalah untuk mengurangi beban puncak sehingga akan mengurangi biaya pembangkitan, sedangkan keuntungan bagi pihak konsumen adalah pihak konsumen akan mendapatkan *incentive* [3].

Perubahan penggunaan listrik ini diatur dengan menggunakan *program* yang dinamakan *demand response program* (DRP). Ada beberapa cara yang dapat dilakukan oleh konsumen yang berpartisipasi di

dalam DRP untuk mengubah pola konsumsi listriknya, yaitu dengan mengurangi konsumsi energi listrik dengan strategi pengurangan beban, strategi pengurangan beban ini dapat berupa pemberian *incentive* kepada konsumen agar supaya konsumen bersedia untuk mengurangi konsumsi energi listrik mereka pada suatu periode tertentu (*peak hour*) atau dengan memindahkan konsumsi energi listrik mereka ke periode waktu yang berbeda (periode waktu dengan harga yang lebih murah).

## **2.5 Demand Response Program**

*Demand response programs* (DRP) dapat dibagi menjadi tiga jenis program yaitu *rate-based or price DR program*, *incentive or event-based DR programs*, dan *demand reduction bids* [3].

### **2.5.1 Rate-Based DR Program**

Pada *program* ini, harga atau tarif dari listrik akan berbeda dari waktu ke waktu, hal ini dilakukan untuk memotivasi konsumen agar mengubah pola konsumsinya. Harga atau tarif listrik yang akan diberikan oleh pihak pembangkit ini berbeda-beda setiap periodenya (*valley*, *off-peak*, dan *peak*). Berikut adalah beberapa contoh dari *program* ini:

1. TOU (*Time of Use Rates*)  
Pada *program* ini, harga listrik pada periode *valley*, *off-peak*, dan *peak* berbeda-beda. Harga pada periode *valley* akan dibuat lebih murah dari sebelumnya, sedangkan pada periode *peak* akan dibuat lebih mahal dari sebelumnya.
2. CPP (*Critical Peak Pricing*)  
Pada *program* ini, harga listrik pada suatu jam atau periode tertentu yang di nilai *critical* (contoh: permintaan beban yang sudah sangat tinggi) akan dibuat lebih mahal dari sebelumnya.
3. RTP (*Real-time Pricing*)  
Pada *program* ini, harga listrik pada setiap jamnya akan berbeda-beda

### **2.5.2 Incentive or Event-Based DR Program**

Pada *program* ini, konsumen ada mendapatkan *rewards* berupa *incentive* ketika mereka menurunkan konsumsi beban listrik sesuai dengan permintaan atau memberikan pihak pembangkit tenaga listrik kontrol untuk mengatur penggunaan peralatan listrik konsumen tersebut.

Berikut adalah beberapa contoh dari *program* ini:

1. *Direct Load Control (DLC)*  
Pada *program* ini, konsumen akan menerima bayaran berupa *incentive* apabila konsumen memberikan pihak pembangkit tenaga listrik kontrol untuk mengatur penggunaan peralatan listrik konsumen tersebut (mematikan beberapa macam peralatan listrik).
2. *Emergency Demand Response Programs (EDRP)*  
Pada *program* ini, pihak konsumen akan mendapatkan bayaran berupa *incentive* untuk pengurangan beban ketika pengurangan beban dibutuhkan untuk salah satunya dalam menjaga keandalan dari sistem.
3. *Capacity Market Programs*  
Pada *program* ini, pihak konsumen akan membuat perjanjian dengan pihak pembangkit untuk mengurangi permintaan beban untuk menjaga keamanan sistem. *Penalty* akan diberikan apabila konsumen tidak bersedia mengurangi permintaan beban
4. *Interruptible / Curtailable*  
Pada *program* ini, konsumen akan mendapatkan *discount* apabila pihak konsumen setuju untuk mengurangi permintaan beban sesuai dengan permintaan pihak pembangkit tenaga listrik.
5. *Ancillary Services Market Programs*  
Pada *program* ini, pihak konsumen akan menerima bayaran apabila konsumen bersedia untuk mengurangi permintaan beban ketika dibutuhkan untuk mendukung operasi dari *electric grid* (sebagai contoh: *ancillary services*).

### **2.5.3 Demand Reduction Bids**

Pada *program* ini, konsumen yang berpartisipasi akan mengirimkan tawaran untuk jumlah beban yang akan mereka turunkan kepada pihak pembangkit. Berikut adalah contoh dari *program* ini:

1. *Demand Bidding / Buyback Programs*

Maka, dari beberapa DRP yang sudah disebutkan, pada tugas akhir ini DRP yang akan digunakan ialah EDRP/DLC yang termasuk ke dalam *incentive-based* DRP. Dimana pada *program* ini, konsumen akan diberikan bayaran berupa *incentive* agar supaya konsumen bersedia untuk

mengurangi permintaan bebannya. *Program* ini juga dapat diimplementasikan secara sukarela atau *voluntary*, yang berarti pihak konsumen tidak akan dikenakan *penalty* apabila melanggar, maupun secara *compulsory* atau wajib, yang berarti pihak konsumen dapat dikenakan *penalty*. Pada tugas akhir ini, dianggap pengimplementasian EDRP/DLC dilaksanakan secara sukarela atau *voluntary*.

### BAB 3

## PENERAPAN INCENTIVE-BASED DEMAND RESPONSE PROGRAM DAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION PADA DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH

### 3.1 Penerapan *Incentive-Based Demand Response Program* Pada *Dynamic Economic Dispatch*

Pada tugas akhir ini, *demand response program* yang akan digunakan adalah *incentive-based demand response program* yaitu *emergency demand response program* (EDRP) / *direct load control* (DLC). Dimana pada EDRP/DLC, konsumen akan diberikan *incentive* agar konsumen menurunkan permintaan beban pada saat *peak hour*.

#### 3.1.1 Inisiasi Permasalahan *Dynamic Economic Dispatch* Dengan Pengimplementasian *Incentive-Based Demand Response Program*

*Cost Function* untuk setiap generator pada permasalahan DED dinyatakan dengan fungsi kuadrat sebagai berikut:

$$C = \min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N F_{jt}(P_{jt}) \quad (3.1)$$

$$F_{jt}(P_{jt}) = a_{jt} + b_{jt}(P_{jt}) + c_{jt}(P_{jt}^2) \quad (3.2)$$

Dimana:

$C$	: total biaya pembangkitan (\$)
$F_j$	: <i>cost function</i> generator ke- $j$
$P_j$	: daya yang dibangkitkan oleh generator ke- $j$ (MW)
$a, b$ , dan $c$	: koefisien biaya generator ke- $j$
$N$	: jumlah generator
$T$	: jumlah periode waktu (jam)

Untuk biaya dari pengimplementasian EDRP/DLC adalah sebagai berikut [2]:

$$C_{DR}(t) = (d_0(t) - d(t)) \times inc(t) \quad (3.3)$$

Dimana:

$C_{DR}(t)$  : biaya pengimplementasian EDRP/DLC (\$/h)

$d_0(t)$  : beban awal (MW)

$d(t)$  : beban setelah pengimplementasian EDRP/DLC (MW)

$inc(t)$  : *incentive* (\$/MWh)

Batasan untuk nilai *incentive* yang adalah sebagai berikut [2]:

$$inc(t)^{min} \leq inc(t) \leq inc(t)^{max} \quad (3.4)$$

Untuk nilai dari  $inc(t)^{min}$  adalah  $0.1 \times P_0(t)$  dan nilai dari  $inc(t)^{max}$  adalah  $10 \times P_0(t)$ .

Dimana:

$inc(t)^{min}$  : nilai minimum dari *incentive* (\$/MWh)

$inc(t)$  : nilai *incentive* (\$/MWh)

$inc(t)^{max}$  : nilai maksimum dari *incentive* (\$/MWh)

$P_0(t)$  : *initial electricity price* (\$/MWh)

Maka, dengan menambahkan persamaan (3.3) ke persamaan (3.1), *objective function* dari permasalahan *dynamic economic dispatch* dengan mempertimbangkan *incentive-based demand response program* (EDRP/DLC) adalah sebagai berikut:

$$C = \sum_{t=1}^T \{ [\sum_{j=1}^N a_{jt} + b_{jt}(P_{jt}) + c_{jt}(P_{jt}^2)] + C_{DR}(t) \} \quad (3.5)$$

### 3.1.2 Responsive Load Economic Model

*Economic load model* merepresentasikan perubahan permintaan beban oleh konsumen yang dipengaruhi oleh perubahan harga listrik, *incentive*, dan juga *penalty* yang akan diberikan kepada konsumen apabila konsumen tersebut melakukan pelanggaran. *Economic load model* digambarkan dengan persamaan sebagai berikut [2]:

$$d(t) = d_0(t) \times \left\{ 1 + \sum_{t'=1}^{24} E(t, t') \times \frac{[p(t') - p_0(t') + inc(t') - pen(t')]}{p_0(t')} \right\} \quad (3.6)$$

Dimana,  $d(t)$  dan  $d_0(t)$  adalah permintaan beban sesudah pengimplementasian dan sebelum pengimplementasian *demand response*

*program*,  $p(t')$  dan  $p_0(t')$  adalah *electricity price* dan *initial electricity price* pada periode  $t'$ ,  $E(t, t')$  adalah nilai *elasticity* dimana *elasticity* didefinisikan sebagai sensitivitas permintaan sehubungan dengan harga listrik. Pada persamaan (3.6) ini dapat dilihat bahwa, perubahan harga listrik, pemberian *incentive*, atau pemberian *penalty* dapat mempengaruhi permintaan beban setelah pengimplementasian *incentive-based demand response program*.

*Elasticity* dapat dibagi menjadi 2, yaitu *self-elasticity* dan *cross-elasticity*. *Self-elasticity* merepresentasikan sensitivitas konsumen pada periode  $t$  terhadap perubahan harga, pemberian insentif atau nilai *penalty* pada periode  $t$  dan nilainya selalu negatif, sedangkan untuk *cross-elasticity* merepresentasikan sensitivitas konsumen pada periode  $t$ , terhadap perubahan harga, pemberian insentif atau nilai *penalty* pada periode  $j$  dan nilainya selalu positif [7]. Nilai dari *self and cross elasticity* dapat dilihat pada tabel 3.1 [2]

**Tabel 3.1** *Self and Cross Elasticity Values*

	<i>Peak</i>	<i>Off-peak</i>	<i>Valley</i>
<i>Peak</i>	-0.10	0.016	0.012
<i>Off-peak</i>	0.016	-0.10	0.01
<i>Valley</i>	0.012	0.01	-0.10

### 3.1.3 Faktor Penilai

Terdapat 3 faktor yang dapat digunakan untuk mengukur performansi dari pengimplementasian *demand response program*, faktor-faktor tersebut adalah sebagai berikut:

#### 1. *Load Factor*

*Load factor* (LF) adalah rasio dari nilai beban rata-rata terhadap nilai beban puncak pada suatu periode tertentu. Semakin tinggi nilai dari *load factor* ini, maka semakin ekonomis juga kinerja dari pembangkit [4]. Nilai ideal dari faktor ini adalah 100% yang berarti beban selalu konstan dan tidak berubah dari waktu ke waktu. *Load factor* dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$LF (\%) = 100 \times \left( \frac{\sum_{t=1}^T d(t)}{T \times d^{max}(t)} \right) \quad (3.7)$$



2. *Peak to Valley*

*Peak to valley* (PV) adalah faktor yang menunjukkan nilai rasio dari jarak antara *peak* dengan *valley*. *Peak to valley* dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$PV (\%) = 100 \times \left( \frac{d^{max}(t) - d^{min}(t)}{d^{max}(t)} \right) \quad (3.8)$$

3. *Peak Compensate*

Setelah pengimplementasian *demand response program*, nilai dari beban puncak akan mengalami penurunan, oleh karena itu, faktor ini berfungsi untuk menunjukkan seberapa besar penurunan dari beban puncak tersebut. *Peak compensate* (PC) dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$PC (\%) = 100 \times \left( \frac{d_0^{max}(t) - d^{max}(t)}{d_0^{max}(t)} \right) \quad (3.9)$$

### 3.2 *Particle Swarm Optimization*

Pada tugas akhir ini, metode yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan DED dengan mempertimbangkan *incentive-based* DRP adalah *particle swarm optimization* (PSO).

#### 3.2.1 *Pengertian Particle Swarm Optimization*

*Particle Swarm Optimization* (PSO) merupakan algoritma optimasi yang berbasis kecerdasan buatan yang terinspirasi dari perilaku sekelompok burung yang sedang mencari sumber makanan. Algoritma PSO ini dikemukakan oleh J. Kennedy pada tahun 1995.

Setiap individu yang ada dalam sekelompok burung tersebut disebut sebagai partikel, sedangkan untuk populasi dari burung tersebut disebut *swarm*. Tempat makanan yang terbaik, dianggap sebagai nilai optimal. Jika partikel menemukan sumber makanan, maka partikel yang lain juga akan bergerak menuju sumber makanan tersebut, dan apabila sumber makanan yang baru yang lebih baik dari sebelumnya ditemukan, maka partikel akan mengubah arah ke arah letak makanan yang lebih baik.

Dalam proses ketika burung mencari makanan ini, setiap burung akan mengingat lokasi makanan yang telah mereka temukan, lokasi dengan nilai *fitness* terbaik disebut dengan *Pbest*, dan juga dalam sekelompok burung yang terdiri dari beberapa burung, akan ditentukan

lokasi yang memiliki nilai *fitness*  $Pbest$  terbaik yang kemudian akan dijadikan sebagai  $Gbest$  [9].

Pergerakan partikel ditentukan oleh nilai posisi saat ini dan juga oleh nilai kecepatannya. Nilai posisi dari suatu partikel akan merepresentasikan calon solusi yang mungkin pada suatu kasus atau permasalahan optimasi, sedangkan untuk nilai kecepatan digunakan untuk mengubah posisi partikel.

Persamaan untuk kecepatan partikel adalah sebagai berikut:

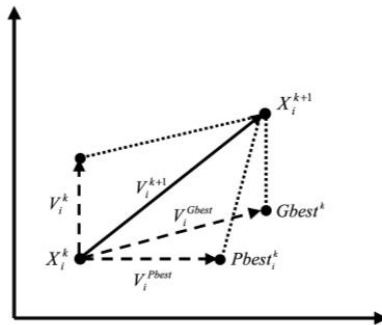
$$V_i^{k+1} = \omega V_i^k + c_1 rand_1 \times (Pbest_i^k - x_i^k) + c_2 rand_2 \times (Gbest^k - x_i^k) \quad (3.10)$$

Sedangkan untuk persamaan posisi partikelnya adalah sebagai berikut:

$$X_i^{k+1} = x_i^k + V_i^{k+1} \quad (3.11)$$

Untuk  $V_i^k$  merepresentasikan kecepatan partikel  $i$  pada saat iterasi  $k$ ,  $\omega$  adalah *inertia weight factor*,  $c_1 c_2$  adalah *acceleration coefficients*, sedangkan untuk  $rand_1, rand_2$  menyatakan nilai acak antara 0 sampai 1,  $x_i^k$  merepresentasikan posisi partikel  $i$  pada saat iterasi  $k$ ,  $Pbest_i^k$  adalah posisi terbaik partikel  $i$  pada saat iterasi  $k$ , dan yang terakhir  $Gbest^k$  merupakan posisi terbaik sebuah populasi di iterasi  $k$ . Untuk persamaan *inertia weight* adalah sebagai berikut:

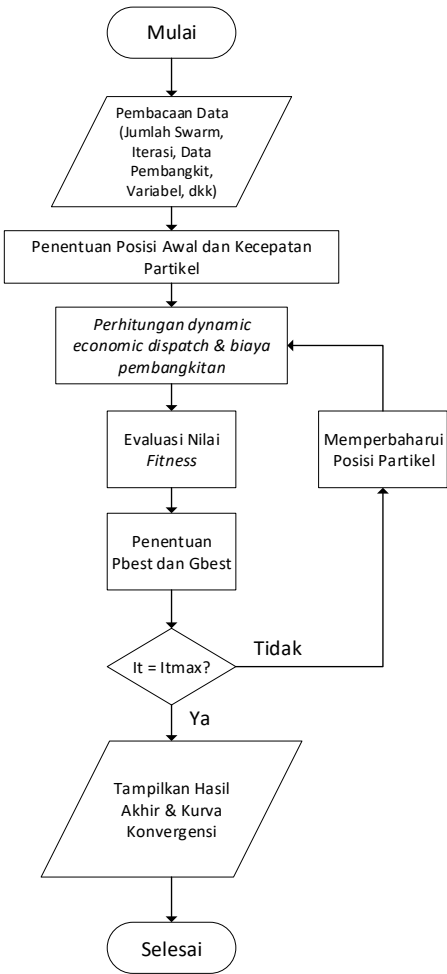
$$w_{it} = w_{max} - \frac{(w_{max} - w_{min}) * It}{It_{max}} \quad (3.12)$$



**Gambar 3.1** Konsep PSO [5]

3.3 Penerapan *Particle Swarm Optimization*

Untuk menyelesaikan permasalahan DED dengan mempertimbangkan DR digunakan metode PSO. Diagram alir atau *flowchart* dari metode PSO adalah sebagai berikut:



Gambar 3.2 *Flowchart* PSO

### 3.3.1 Inisiasi Awal

Berikut adalah parameter-parameter PSO yang akan digunakan pada tugas akhir ini. Parameter tersebut adalah sebagai berikut:

- Jumlah Populasi : 100
- Jumlah Variabel : 6
- Iterasi Maksimal : 200
- C1 : 2
- C2 : 2
- *Inertia* ( $w$ ) : 0.4 – 0.9

Populasi terdiri dari sekumpulan variabel atau partikel. Variabel adalah parameter yang akan di optimasi pada tugas akhir ini. Iterasi maksimal adalah banyaknya proses pengulangan, sedangkan untuk  $c1$  dan  $c2$  yang merupakan *social* dan *cognitive constant* adalah nilai konstanta yang telah di tentukan di dalam algoritma PSO ini. Untuk 0.4 dan 0.9 adalah nilai dari  $w_{\min}$  dan  $w_{\max}$ , nilai ini dibutuhkan untuk mencari nilai *inertia weight* pada persamaan (3.12). Untuk menentukan posisi awal dari partikel atau variabel (pembangkitan awal), digunakan rumus sebagai berikut:

$$P_{gg} = P_{min} + (P_{max} - P_{min}) \times rand \quad (3.13)$$

Dimana:

$P_{gg}$  = Pembangkitan awal calon solusi (MW)

$P_{max}$  = Daya maksimum yang dapat dibangkitkan generator (MW)

$P_{min}$  = Daya minimum yang dapat dibangkitkan generator (MW)

$rand$  = Nilai acak antara 0 sampai 1

### 3.3.2 Inisiasi Kecepatan

Kecepatan partikel terbagi menjadi dua, yaitu kecepatan minimal dan kecepatan maksimal. Kecepatan minimum dari partikel adalah nol, sedangkan untuk kecepatan maksimalnya didefinisikan sebagai berikut:

$$V_{max} = 0.5 \times (P_{max} - P_{min}) \quad (3.14)$$

Dimana:

$V_{max}$  = Kecepatan maksimal partikel

$P_{max}$  = Daya pembangkitan maksimal dari tiap-tiap unit

$P_{min}$  = Daya pembangkitan minimal dari tiap-tiap unit

### 3.3.3 Evaluasi Nilai *Fitness* Populasi

Pada tahap ini, *fitness* akan dievaluasi dengan memperhatikan batasan-batasan yang sudah disebutkan sebelumnya, yaitu *inequality constraint*, *equality constraint*, dan *ramp rate limit*. Tujuan dari evaluasi ini adalah untuk menentukan nilai *fitness* terbaik. Partikel yang melanggar batasan-batasan yang sudah ditentukan tidak akan dimasukkan kedalam pemilihan calon solusi. Cara menandai partikel tersebut ialah dengan mengubah nilai partikel yang melanggar batasan tersebut menjadi sangat besar sehingga partikel yang melanggar batasan tersebut tidak akan ikut ke dalam pemilihan calon solusi.

### 3.3.4 Penentuan Pemilihan *Pbest* dan *Gbest*

Posisi terbaik lokal (*Pbest*) adalah posisi terbaik yang dimiliki oleh setiap partikel sedangkan untuk posisi terbaik global adalah posisi terbaik yang dimiliki oleh kumpulan partikel tersebut. Karena ingin mencari biaya pembangkitan minimum yang memperhatikan batasan-batasan, maka nilai *Pbest* tiap partikel adalah berdasarkan dari total biaya pembangkitan, dan juga apabila partikel tersebut tidak melanggar batasan-batasan yang sudah ditentukan sebelumnya, maka nilai *fitness* dari partikel tersebut akan menjadi posisi terbaik partikel itu sendiri.

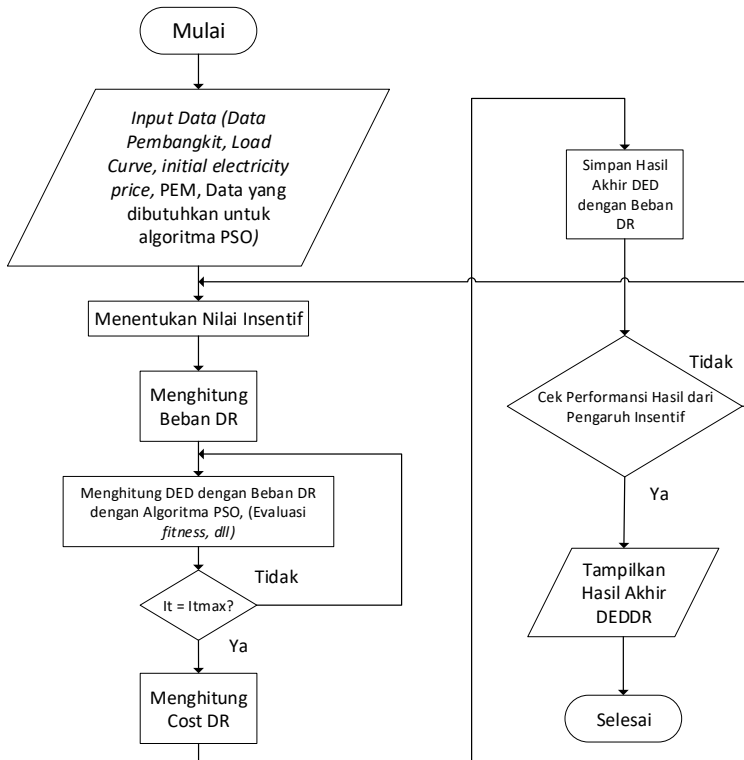
Posisi terbaik global (*Gbest*) didapatkan dengan cara mencari nilai paling rendah dari kumpulan partikel yang memiliki posisi terbaik lokal masing-masing.

### 3.3.5 Memperbarui Kecepatan Partikel

Tujuan dari memperbarui kecepatan partikel ini ialah, agar supaya dapat mencapai nilai konvergensi dengan cepat. Kecepatan partikel akan diperbaharui dengan menggunakan persamaan (3.10), dimana nilai posisi terbaik lokal (*Pbest*) setiap partikel dan posisi terbaik global (*Gbest*) dari keseluruhan partikel mempengaruhi perhitungan untuk pembaharuan kecepatan partikel ini. Nilai kecepatan yang sudah diperbarui ini, akan digunakan untuk memperbarui posisi dari partikel dengan menggunakan persamaan (3.11).

## 3.4 Algoritma Pengerjaan *Dynamic Economic Dispatch Mempertimbangkan Incentive-Based Demand Response Program Menggunakan Particle Swarm Optimization*

Berikut adalah alur pengerjaan dari permasalahan DED mempertimbangkan *incentive-based* DRP menggunakan PSO:



**Gambar 3.3** Flowchart DED dengan DRP Menggunakan PSO

Penjelasan flowchart:

1. Input data dan juga parameter yang akan digunakan dalam pengimplementasian *incentive-based* DRP (data pembangkit, profil pembebanan sistem, *initial electricity price*, *self and cross elasticity values*, parameter PSO). Parameter yang akan digunakan dalam pengimplementasian *incentive-based* DRP adalah sebagai berikut:

- *Incentive (peak period)* = 0.8 \$/MWh (Asumsi)
- $E(t, t')$  (*Self and Cross Elasticity*) = Tabel 3.1
- $p_0(t')$  (*Initial Electricity Price*) = 3 \$/MWh (Asumsi harga listrik pada *peak hour*)

- $p(t')$  (*Electricity Price*) = 3.5 \$/MWh (Diasumsikan harga listrik pada *peak hour* mengalami perubahan)
  - $Penalty = 0$  \$/MWh (EDRP/DLC dilaksanakan secara sukarela sehingga tidak ada nilai *penalty*)
2. Menentukan nilai *incentive* sesuai dengan batasan dari nilai *incentive* yang ada pada persamaan (3.4). Sesuai dengan nilai parameter yang sudah disebutkan sebelumnya, maka batasan dari nilai *incentive*-nya adalah sebesar **30 \$/MWh** untuk  $inc(t)^{max}$  dan **0.3 \$/MWh** untuk  $inc(t)^{min}$ . Maka, dipilih nilai *incentive* sebesar **0.8 \$/MWh**.
  3. Menghitung beban setelah pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) dengan menggunakan persamaan (3.6).
  4. Menyelesaikan permasalahan DED dengan menggunakan algoritma PSO (nilai daya *output* dari masing-masing generator di optimasi) dengan menggunakan parameter yang sudah disebutkan sebelumnya.
  5. Menghitung biaya pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) dengan menggunakan persamaan (3.3)
  6. Cek performansi dari hasil bertujuan untuk melihat apakah total biaya yang dihasilkan, sudah lebih murah atau tidak dari total biaya sebelum pengimplementasian, karena apabila *incentive* yang diberikan terlalu besar, akan mengakibatkan total biaya yang dihasilkan pun menjadi semakin besar. Oleh karena itu, diperlukan pengecekan atas hasil (total biaya pembangkitan ditambah dengan total biaya pengimplementasian) yang sudah di dapat.
  7. Tampilkan hasil akhir (daya *output* setiap generator, total biaya, dan juga kurva konvergensi) dari permasalahan DED dengan mempertimbangkan *incentive-based* DRP.
  8. Selesai

## BAB 4

### SIMULASI DAN ANALISIS

Pada bab ini akan dilakukan simulasi dan analisis menggunakan satu sistem. Sistem yang digunakan yaitu:

1. Sistem IEEE 30 Bus

Pada sistem IEEE 30 Bus ini, pertama-tama akan dilakukan simulasi DED (Kasus 1) dengan periode selama 24 jam, yang bertujuan untuk mengetahui apakah hasil simulasi sudah sesuai dengan batasan *equality constraint*, *inequality constraint*, dan *ramp rate limits*, sehingga simulasi bisa di lanjutkan ke pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC).

Pada simulasi selanjutnya (kasus 2, 3, dan 4), *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) akan diimplementasikan, dan juga akan ditampilkan data permintaan beban akibat pengimplementasian *incentive-based* DRP, nilai *incentive* yang diberikan, daya yang terbangkitkan, biaya pengimplementasian *incentive-based* DRP, dan total biaya yang dihasilkan. Data-data tersebut kemudian akan digunakan untuk menganalisis dampak dari pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) pada permasalahan DED.

#### 4.1 Parameter *Particle Swarm Optimization*

Parameter yang akan digunakan pada PSO ini adalah jumlah populasi, jumlah variabel, jumlah iterasi maksimal,  $w_{\min}$  dan  $w_{\max}$ , dan juga  $c_1$  dan  $c_2$  yang merupakan *social* dan *cognitive constant*. Berikut adalah nilai dari parameter-parameter tersebut:

**Tabel 4.1** Parameter PSO Sistem IEEE 30 Bus

Parameter	Nilai
Jumlah Populasi	100
Jumlah Variabel	6
Jumlah Iterasi Maksimal	200
$C_1$	2
$C_2$	2
$w_{\min}$	0.4
$w_{\max}$	0.9





Berikut ini adalah data sistem IEEE 30 Bus yang digunakan pada tugas akhir ini. Data-data tersebut terdiri dari *cost function* generator, profil pembebanan sistem, batasan kemampuan generator, dan batasan *ramp rate* masing-masing generator. Data tersebut dapat dilihat pada tabel 4.2, tabel 4.3, dan tabel 4.4.

**Tabel 4.2** *Cost Function* Sistem IEEE 30 Bus

No. Bus	Koefisien Biaya		
	a	b	c
1	0	2	0.00375
2	0	1.75	0.0175
5	0	1	0.0625
8	0	3.25	0.00834
11	0	3	0.025
13	0	3	0.025

**Tabel 4.3** Data Generator Sistem IEEE 30 Bus

No. Bus	Pmin (MW)	Pmax (MW)	DR (MW)	UR (MW)
1	50	200	20	20
2	20	80	20	20
5	15	50	5	5
8	10	35	5	5
11	10	30	5	5
13	12	40	5	5

**Tabel 4.4** Data Beban Sistem IEEE 30 Bus

Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
1	212.55	13	274.898
2	198.38	14	276.5984
3	192.712	15	266.396
4	184.21	16	264.6956
5	209.716	17	255.06
6	215.384	18	238.056
7	221.052	19	252.226
8	226.72	20	255.06

**Tabel 4.4** Data Beban Sistem IEEE 30 Bus (lanjutan)

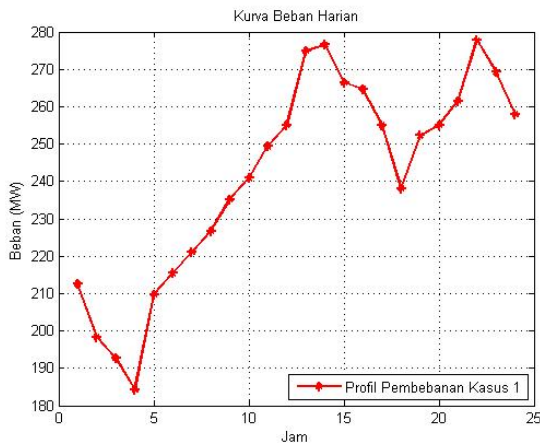
Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
9	235.222	21	261.5782
10	240.89	22	277.732
11	249.392	23	269.23
12	255.06	24	257.894

Profil pembebanan pada sistem IEEE 30 Bus dibagi menjadi sebagai berikut:

1. *Peak period* (Jam-10 – Jam-16 dan Jam-20 – Jam-24)
2. *Off-peak period* (Jam-6 – Jam-9 dan Jam-17 – Jam-19)
3. *Valley period* (Jam-1 dan Jam-5)

#### 4.2.1 Simulasi Kasus 1

Pada kasus 1 ini, akan dilakukan simulasi DED sebelum pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC). Pada kasus ini, yang ditinjau adalah hasil daya yang dibangkitkan setiap generator dan total biaya pembangkitan. Simulasi ini bertujuan untuk mengetahui total biaya pembangkitan sebelum pengimplementasian *incentive-based* DRP, dimana hasil dari kasus 1 akan dibandingkan dengan hasil dari kasus 2, kasus 3, dan kasus 4. Berikut adalah kurva profil pembebanan sistem IEEE 30 bus untuk kasus 1:



**Gambar 4.2** Kurva Profil Pembebanan Kasus 1

Berikut adalah hasil simulasi DED kasus 1:

**Tabel 4.5** Hasil Simulasi DED Kasus 1 Bagian 1

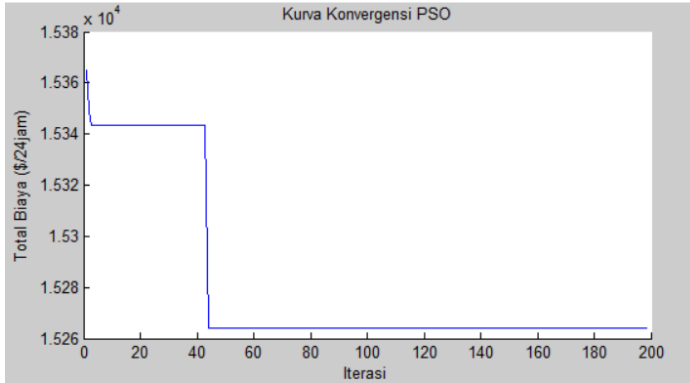
Jam	Unit					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	114.06	37.62	20.32	13.66	14.90	12.00
2	110.79	36.40	17.47	10.44	11.28	12.00
3	109.65	34.82	15.21	11.03	10.00	12.00
4	96.87	37.56	15.00	12.78	10.00	12.00
5	105.63	52.46	15.00	13.51	10.00	13.11
6	125.63	38.38	15.00	14.23	10.00	12.15
7	132.08	38.37	15.00	13.60	10.00	12.00
8	145.08	28.94	15.00	13.76	10.00	13.94
9	148.46	36.50	15.15	11.06	10.00	14.06
10	145.84	40.69	18.91	12.12	10.00	13.32
11	151.19	40.74	22.54	11.46	10.00	13.46
12	158.68	38.74	23.86	10.00	10.00	13.78
13	168.44	44.81	24.52	10.00	10.00	17.13
14	169.47	49.85	23.84	10.00	10.00	13.43
15	163.73	46.96	20.85	10.00	10.00	14.87
16	163.74	40.96	19.08	11.05	10.00	19.87
17	164.64	25.45	24.08	13.37	10.00	17.52
18	147.56	35.15	21.40	10.00	10.00	16.94
19	167.56	30.06	21.14	10.00	10.00	13.47
20	170.68	28.77	23.61	10.00	10.00	12.00
21	171.62	32.14	23.79	10.00	10.49	13.55
22	183.41	37.93	20.52	10.00	10.00	15.86
23	174.77	46.77	15.68	10.00	10.00	12.00
24	155.65	55.24	15.00	10.00	10.00	12.00

**Tabel 4.5** Hasil Simulasi DED Kasus 1 Bagian 2

<b>Jam</b>	<b>Biaya (\$/h)</b>	<b>Daya yang dibangkitkan (MW)</b>
1	549.40	212.55
2	502.50	198.38
3	485.18	192.71
4	463.41	184.21
5	543.71	209.72
6	553.01	215.38
7	569.40	221.05
8	588.93	226.72
9	612.82	235.22
10	630.42	240.89
11	658.49	249.39
12	677.21	255.06
13	743.49	274.90
14	747.39	276.60
15	712.70	266.40
16	709.79	264.70
17	684.80	255.06
18	624.99	238.06
19	668.66	252.23
20	679.32	255.06
21	699.93	261.58
22	751.10	277.73
23	720.72	269.23
24	686.73	257.89
<b>Total</b>	<b>15264.11</b>	<b>5790.71</b>

Tabel 4.5 menunjukkan hasil simulasi DED sebelum pengimplementasian *incentive-based* DRP. Biaya total pembangkitan yang didapatkan ialah sebesar **\$15264.11** dan daya total yang dibangkitkan sama besarnya dengan permintaan beban yaitu sebesar **5790.71 MW** (*equality constraint*). Daya yang dibangkitkan oleh setiap generator juga tidak melanggar batasan  $P_{max}$  atau  $P_{min}$  dari setiap generator (*inequality constraint*). Untuk perubahan daya setiap jam-nya juga tidak melanggar batasan *ramp rate limit*. Maka dapat disimpulkan

bahwa hasil simulasi sudah sesuai dengan batasan *equality constraint*, *inequality constraint*, dan *ramp rate limit*. Berikut adalah gambar kurva konvergensi PSO untuk kasus 1:



**Gambar 4.3** Kurva Konvergensi PSO Kasus 1

Pada gambar 4.3, dapat dilihat bahwa perhitungan pada iterasi ke-44 sudah mencapai nilai konvergen.

#### 4.2.2 Simulasi Kasus 2

Pada kasus 2, akan diimplementasikan *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) pada permasalahan DED di sistem IEEE 30 Bus. Parameter pada kasus 2 ini adalah sebagai berikut:

- $Incentive (peak\ period) = 0.8 \text{ \$/MWh}$  (Asumsi)
- $E(t, t')$  (*Self and Cross Elasticity*) = Tabel 3.1
- $p_0(t')$  (*Initial Electricity Price*) = 3  $\text{\$/MWh}$  (Asumsi harga listrik pada *peak hour*)
- $p(t')$  (*Electricity Price*) = 3.5  $\text{\$/MWh}$  (Diasumsikan harga listrik pada *peak hour* mengalami perubahan)
- $Penalty = 0 \text{ \$/MWh}$  (EDRP/DLC dilaksanakan secara sukarela sehingga tidak ada nilai *penalty*)

Pada kasus 2 ini, akan dilihat pengaruh dari implementasi *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) terhadap total biaya pembangkitan. Profil pembebanan pada kasus 2 berbeda dengan kasus 1, dengan menggunakan persamaan (3.3) dan (3.6), didapatkan data beban setelah

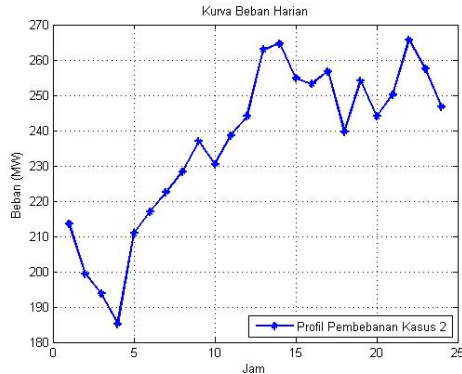
pengimplementasian dan biaya pengimplementasian (*Cost-DR*) yaitu sebagai berikut:

**Tabel 4.6** Profil Pembebanan & Biaya Pengimplementasian Kasus 2

Jam	Beban (MW)	<i>Incentive</i> (\$/MWh)	<i>Cost-DR</i> (\$/h)
1	213.66	-	-
2	199.41	-	-
3	193.71	-	-
4	185.17	-	-
5	210.81	-	-
6	216.88	-	-
7	222.58	-	-
8	228.29	-	-
9	236.85	-	-
10	230.45	0.8	8.35
11	238.59	0.8	8.65
12	244.01	0.8	8.84
13	262.99	0.8	9.53
14	264.61	0.8	9.59
15	254.85	0.8	9.24
16	253.23	0.8	9.18
17	256.83	-	-
18	239.71	-	-
19	253.97	-	-
20	244.01	0.8	8.84
21	250.24	0.8	9.07
22	265.70	0.8	9.63
23	257.56	0.8	9.33
24	246.72	0.8	8.94
<b>Total</b>	<b>5670.82</b>		<b>109.19</b>

Pada tabel 4.6, dapat dilihat bahwa permintaan beban pada *peak hour* mengalami penurunan yang diakibatkan oleh pemberian *incentive* pada saat *peak hour* tersebut, sehingga total permintaan bebannya menjadi **5670.82 MW**, perubahan harga listrik juga dapat mempengaruhi. Total biaya pengimplementasiannya adalah sebesar **\$109.19**.

Berikut adalah kurva profil pembebanan sistem IEEE 30 Bus pada kasus 2:



**Gambar 4.4** Kurva Profil Pembebanan Kasus 2

Hasil simulasi untuk total biaya pembangkitan dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

**Tabel 4.7** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 2 Bagian 1

Jam	Unit					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	125.49	30.52	20.81	14.84	10.00	12.00
2	114.59	31.04	17.15	14.64	10.00	12.00
3	114.55	24.07	17.49	15.60	10.00	12.00
4	106.27	24.11	17.91	14.88	10.00	12.00
5	126.27	27.45	18.96	16.12	10.00	12.00
6	131.01	28.07	18.96	16.83	10.00	12.00
7	135.21	26.59	20.19	18.59	10.00	12.00
8	155.21	20.00	16.72	14.36	10.00	12.00
9	153.21	21.96	21.72	17.96	10.00	12.00
10	143.91	30.23	19.17	15.14	10.00	12.00
11	144.66	35.70	20.44	15.79	10.00	12.00
12	143.55	45.14	17.93	15.39	10.00	12.00
13	151.02	51.02	19.87	19.08	10.00	12.00



**Tabel 4.7** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 2 Bagian 1 (lanjutan)

Jam	Unit					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
14	150.81	51.67	21.03	19.11	10.00	12.00
15	144.46	50.09	22.13	16.18	10.00	12.00
16	148.95	44.63	22.34	15.31	10.00	12.00
17	154.65	42.98	21.40	15.80	10.00	12.00
18	137.47	45.65	17.92	16.66	10.00	12.00
19	146.34	44.01	22.92	18.69	10.00	12.00
20	147.26	34.61	19.85	20.30	10.00	12.00
21	155.84	34.20	18.30	19.90	10.00	12.00
22	175.84	31.02	17.94	18.90	10.00	12.00
23	164.84	32.04	16.71	21.97	10.00	12.00
24	148.10	35.68	17.98	22.96	10.00	12.00

**Tabel 4.7** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 2 Bagian 2

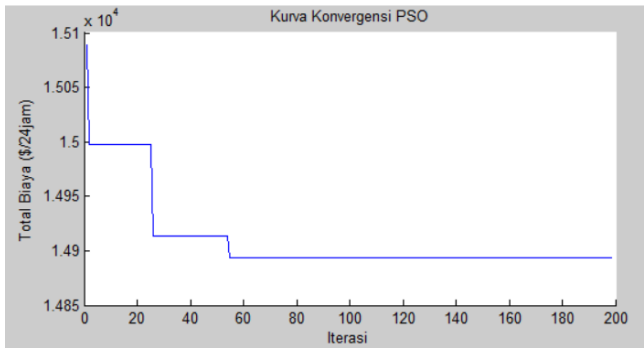
Jam	Biaya (\$/h)	Daya yang dibangkitkan (MW)
1	549.77	213.66
2	506.58	199.41
3	492.02	193.71
4	467.51	185.17
5	541.66	210.81
6	559.91	216.88
7	578.97	222.58
8	597.45	228.29
9	625.69	236.85
10	599.74	230.45
11	624.61	238.59
12	641.13	244.01
13	704.08	262.99
14	709.95	264.61
15	678.32	254.85
16	671.39	253.23

**Tabel 4.7** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 2 Bagian 2 (lanjutan)

<b>Jam</b>	<b>Biaya (\$/h)</b>	<b>Daya yang dibangkitkan (MW)</b>
17	682.08	256.83
18	628.74	239.71
19	675.46	253.97
20	643.32	244.01
21	662.39	250.24
22	713.30	265.70
23	687.31	257.56
24	652.47	246.72
<b>Total</b>	<b>14893.83</b>	<b>5670.82</b>

Tabel 4.7 menunjukkan hasil simulasi DED setelah pengimplementasian *incentive-based* DRP. Total biaya yang didapatkan ialah sebesar  $\$14893.83 + \$109.19 = \$15003.02$  (untuk total biaya pada permasalahan DED dengan pengimplementasian *incentive-based* DRP adalah total biaya pembangkitan ditambah dengan *cost-DR*), penurunan biaya pembangkitan ini dapat terjadi dikarenakan beban pada saat *peak period* mengalami penurunan dan daya total yang dibangkitkan sama besarnya dengan permintaan beban yaitu sebesar **5670.82** (*equality constraint*). Daya yang dibangkitkan oleh setiap generator juga tidak melanggar batasan  $P_{max}$  atau  $P_{min}$  dari setiap generator (*inequality constraint*). Untuk kenaikan dan penurunan daya setiap jam-nya juga tidak melanggar batasan *ramp rate limit*. Maka dapat disimpulkan bahwa hasil simulasi sudah sesuai dengan batasan *equality constraint*, *inequality constraint*, dan *ramp rate limit*.

Berikut adalah gambar kurva konvergensi PSO untuk kasus 2:



**Gambar 4.5** Kurva Konvergensi PSO Kasus 2

Pada gambar 4.5, dapat dilihat bahwa perhitungan pada iterasi ke-56 sudah mencapai nilai konvergen.

#### 4.2.3 Simulasi Kasus 3

Pada kasus 3, akan diimplementasikan *incentive-based* DRP pada permasalahan DED di sistem IEEE 30 Bus dengan parameter yang berbeda dari kasus 2. Parameter pada kasus 3 ini adalah sebagai berikut:

- $Incentive (peak\ period) = 0.8$  \$/MWh (Asumsi)
- $E(t, t') (Self\ and\ Cross\ Elasticity) = 0.5x$  dari Tabel 3.1
- $p_0(t') (Initial\ Electricity\ Price) = 3$  \$/MWh (Asumsi harga listrik pada *peak hour*)
- $p(t') (Electricity\ Price) = 3.5$  \$/MWh (Diasumsikan harga listrik pada *peak hour* mengalami perubahan)
- $Penalty = 0$  \$/MWh (EDRP/DLC dilaksanakan secara sukarela sehingga tidak ada nilai *penalty*)

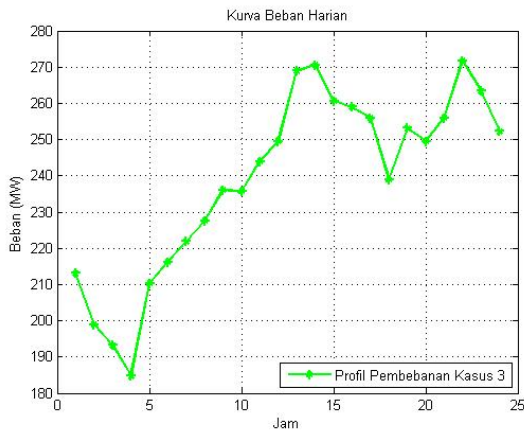
Pada kasus 3 ini, parameter *self and cross elasticity* akan diperkecil sebesar 0.5 kali. Hal ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh *self and cross elasticity* terhadap konsumsi beban konsumen dan terhadap biaya pengimplementasian *incentive-based* DRP (Cost DR). Hal yang dianalisa ialah perbedaan pengurangan beban karena efek dari sensitivitas konsumen dan juga total biaya pembangkitan. Profil pembebanan pada kasus 3 ini pun berbeda dengan profil pembebanan pada kasus sebelumnya. Berikut adalah profil pembebanan beserta biaya pengimplementasian *incentive-based* DRP pada kasus 3:

**Tabel 4.8** Profil Pembebanan & Biaya Pengimplementasian Kasus 3

<b>Jam</b>	<b>Beban (MW)</b>	<b><i>Incentive</i> (\$/MWh)</b>	<b><i>Cost-DR</i> (\$/h)</b>
1	213.10	-	-
2	198.89	-	-
3	193.21	-	-
4	184.69	-	-
5	210.26	-	-
6	216.13	-	-
7	221.82	-	-
8	227.51	-	-
9	236.04	-	-
10	235.67	0.8	4.18
11	243.99	0.8	4.32
12	249.53	0.8	4.42
13	268.94	0.8	4.76
14	270.61	0.8	4.79
15	260.63	0.8	4.62
16	258.96	0.8	4.59
17	255.95	-	-
18	238.89	-	-
19	253.10	-	-
20	249.53	0.8	4.42
21	255.91	0.8	4.53
22	271.72	0.8	4.81
23	263.39	0.8	4.67
24	252.31	0.8	4.47
<b>Total</b>	<b>5730.77</b>		<b>54.6</b>

Pada tabel 4.8, dapat dilihat bahwa permintaan beban pada *peak hour* mengalami penurunan yang diakibatkan oleh pemberian *incentive* pada saat *peak hour* tersebut, sehingga total permintaan bebannya menjadi **5730.77 MW**, perubahan harga listrik juga dapat mempengaruhi. Total biaya pengimplementasiannya adalah sebesar **\$54.6**.

Berikut ini adalah grafik profil pembebanan pada kasus 3:



**Gambar 4.6** Kurva Profil Pembebanan Kasus 3

Hasil simulasi untuk total biaya pembangkitan dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

**Tabel 4.9** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 3 Bagian 1

Jam	Unit					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	134.28	27.36	15.75	10.66	13.04	12.00
2	125.44	25.94	15.00	10.19	10.00	12.32
3	120.84	25.03	15.00	10.00	10.00	12.34
4	108.10	29.59	15.00	10.00	10.00	12.00
5	128.10	28.69	18.52	10.89	10.89	13.16
6	133.85	30.14	17.63	10.00	10.00	14.51
7	149.53	22.33	16.58	10.00	10.39	12.98
8	150.64	26.06	18.80	10.00	10.00	12.00
9	147.44	35.50	21.10	10.00	10.00	12.00
10	147.32	33.12	23.25	10.00	10.00	12.00
11	152.22	34.70	25.01	10.00	10.00	12.00

**Tabel 4.9** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 3 Bagian 1 (lanjutan)

Jam	Unit					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
12	172.22	23.04	22.27	10.00	10.00	12.00
13	192.22	23.72	21.00	10.00	10.00	12.00
14	184.38	33.74	20.48	10.00	10.00	12.00
15	167.14	40.06	21.42	10.00	10.00	12.00
16	174.17	29.74	23.04	10.00	10.00	12.00
17	163.82	36.98	23.15	10.00	10.00	12.00
18	146.10	40.02	20.76	10.00	10.00	12.00
19	148.86	48.35	23.85	10.04	10.00	12.00
20	151.12	42.97	22.65	10.80	10.00	12.00
21	151.25	45.72	23.53	13.41	10.00	12.00
22	157.03	51.79	26.85	14.05	10.00	12.00
23	155.88	42.52	28.90	14.10	10.00	12.00
24	143.95	46.92	27.33	12.11	10.00	12.00

**Tabel 4.9** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 3 Bagian 2

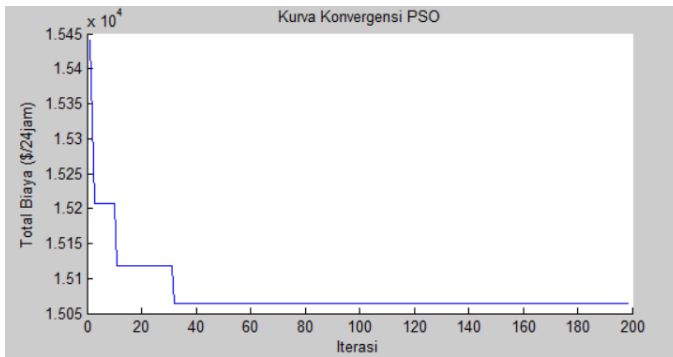
Jam	Biaya (\$/h)	Daya yang dibangkitkan (MW)
1	549.01	213.10
2	503.38	198.89
3	486.94	193.21
4	461.62	184.69
5	538.17	210.26
6	555.21	216.13
7	574.86	221.82
8	590.21	227.51
9	614.93	236.04
10	615.59	235.67
11	642.91	243.99
12	663.99	249.53

**Tabel 4.9** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 3 Bagian 2 (lanjutan)

<b>Jam</b>	<b>Biaya (\$/h)</b>	<b>Daya yang dibangkitkan (MW)</b>
13	728.36	268.94
14	727.36	270.61
15	692.77	260.63
16	691.31	258.96
17	678.99	255.95
18	623.44	238.89
19	671.32	253.10
20	658.25	249.53
21	680.20	255.91
22	735.39	271.72
23	709.59	263.39
24	672.92	252.31
<b>Total</b>	<b>15064.72</b>	<b>5730.77</b>

Tabel 4.9 menunjukkan hasil simulasi DED setelah pengimplementasian *incentive-based* DRP dengan nilai *elasticity* 0.5x. Total biaya yang didapatkan ialah sebesar **\$15064.72 + \$54.6 = \$15119.32** (untuk total biaya pada permasalahan DED dengan pengimplementasian *incentive-based* DRP adalah total biaya pembangkitan ditambah dengan *cost-DR*), penurunan biaya pembangkitan ini tidak sebesar seperti pada kasus 2 karena adanya perbedaan pada sensitivitas konsumen (*elasticity*), dan daya total yang dibangkitkan sama besarnya dengan permintaan beban yaitu sebesar **5730.77** (*equality constraint*). Daya yang dibangkitkan oleh setiap generator juga tidak melanggar batasan  $P_{max}$  atau  $P_{min}$  dari setiap generator (*inequality constraint*). Untuk kenaikan dan penurunan daya setiap jam-nya juga tidak melanggar batasan *ramp rate limit*. Maka dapat disimpulkan bahwa hasil simulasi sudah sesuai dengan batasan *equality constraint*, *inequality constraint*, dan *ramp rate limit*.

Berikut adalah gambar kurva konvergensi PSO untuk kasus 3:



**Gambar 4.7** Kurva Konvergensi PSO Kasus 3

Pada gambar 4.7, dapat dilihat bahwa perhitungan pada iterasi ke-31 sudah mencapai nilai konvergen.

#### 4.2.4 Simulasi Kasus 4

Pada kasus 4, akan diimplementasikan *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) pada permasalahan DED di sistem IEEE 30 Bus dengan parameter yang berbeda dari kasus 2, dan 3. Parameter pada kasus 4 ini adalah sebagai berikut:

- $Incentive (peak\ period) = 0.8 \text{ \$/MWh}$  (Asumsi)
- $E(t, t') (Self\ and\ Cross\ Elasticity) = 2x$  dari Tabel 3.1
- $p_0(t') (Initial\ Electricity\ Price) = 3 \text{ \$/MWh}$  (Asumsi harga listrik pada *peak hour*)
- $p(t') (Electricity\ Price) = 3.5 \text{ \$/MWh}$  (Diasumsikan harga listrik pada *peak hour* mengalami perubahan)
- $Penalty = 0 \text{ \$/MWh}$  (EDRP/DLC dilaksanakan secara sukarela sehingga tidak ada nilai *penalty*)

Pada kasus 4 ini, parameter *self and cross elasticity* akan diperbesar sebanyak 2 kali. Hal ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh *self and cross elasticity* ini terhadap konsumsi beban konsumen dan terhadap biaya pengimplementasian (*cost-DR*) *incentive-based* DRP. Hal yang dianalisa ialah perbedaan pengurangan beban karena efek dari sensitivitas konsumen dan juga total biaya pembangkitan. Profil pembebanan pada kasus 4 ini pun berbeda dengan profil pembebanan



pada kasus sebelumnya. Berikut adalah profil pembebanan beserta biaya pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) pada kasus 4:

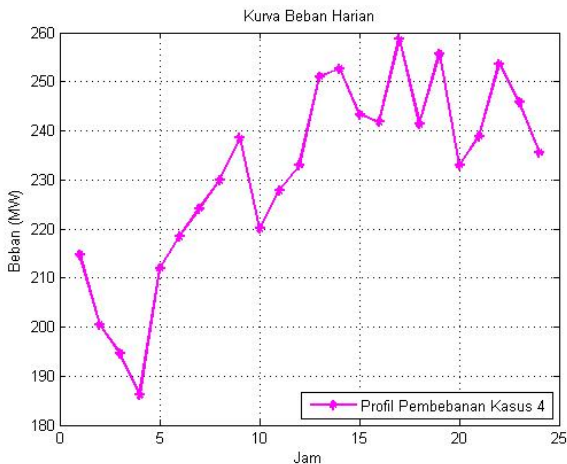
**Tabel 4.10** Profil Pembebanan & Biaya Pengimplementasian Kasus 4

Jam	Beban (MW)	<i>Incentive</i> (\$/MWh)	<i>Cost-DR</i> (\$/h)
1	214.76	-	-
2	200.44	-	-
3	194.72	-	-
4	186.13	-	-
5	211.89	-	-
6	218.37	-	-
7	224.12	-	-
8	229.86	-	-
9	238.48	-	-
10	220.01	0.8	16.70
11	227.78	0.8	17.29
12	232.96	0.8	17.68
13	251.07	0.8	19.06
14	252.63	0.8	19.18
15	243.31	0.8	18.47
16	241.76	0.8	18.35
17	258.60	-	-
18	241.36	-	-
19	255.72	-	-
20	232.96	0.8	17.68
21	238.91	0.8	18.14
22	253.66	0.8	19.26
23	245.90	0.8	18.67
24	235.54	0.8	17.88
<b>Total</b>	<b>5550.93</b>		<b>218.36</b>

Pada tabel 4.10, dapat dilihat bahwa permintaan beban pada *peak hour* mengalami penurunan yang diakibatkan oleh pemberian *incentive* pada saat *peak hour* tersebut, sehingga total permintaan bebannya

menjadi **5550.93 MW**, perubahan harga listrik juga dapat mempengaruhi. Total biaya pengimplementasiannya adalah sebesar **\$218.36**.

Berikut adalah grafik profil pembebanan pada kasus 4:



**Gambar 4.8** Kurva Profil Pembebanan Kasus 4

Hasil simulasi untuk total biaya pembangkitan dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

**Tabel 4.11** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 4 Bagian 1

Jam	Unit					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	104.60	33.82	18.47	22.31	14.43	21.14
2	103.26	32.57	17.53	17.79	12.49	16.79
3	103.40	34.90	16.42	14.66	10.00	15.33
4	100.64	37.51	15.00	10.97	10.00	12.00
5	120.64	39.81	15.00	12.46	10.00	13.99

**Tabel 4.11** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 4 Bagian 1 (lanjutan)

Jam	Unit					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6	122.62	48.11	15.57	10.00	10.00	12.07
7	122.21	54.24	15.00	10.66	10.00	12.00
8	120.93	61.42	15.00	10.52	10.00	12.00
9	127.08	61.99	15.00	12.41	10.00	12.00
10	126.51	46.02	15.00	10.34	10.00	12.13
11	135.45	40.90	15.00	10.85	10.00	15.58
12	143.27	38.77	15.00	13.30	10.00	12.61
13	150.09	45.23	15.00	15.60	10.00	15.15
14	149.62	43.40	15.00	16.25	10.00	18.36
15	140.01	40.80	15.00	18.35	10.00	19.14
16	135.52	45.49	16.53	17.85	10.00	16.36
17	141.69	52.70	18.75	20.12	10.00	15.33
18	135.63	45.48	18.48	15.83	10.00	15.94
19	145.12	48.32	19.58	18.47	10.00	14.25
20	129.39	51.25	16.11	14.22	10.00	12.00
21	149.38	40.78	15.39	11.36	10.00	12.00
22	145.03	49.89	20.38	16.36	10.00	12.00
23	143.88	40.15	22.34	17.52	10.00	12.00
24	141.53	30.58	22.77	18.67	10.00	12.00

**Tabel 4.11** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 4 Bagian 2

Jam	Biaya (\$/h)	Daya yang dibangkitkan (MW)
1	568.94	214.76
2	518.09	200.44
3	496.38	194.72
4	467.36	186.13
5	543.46	211.89

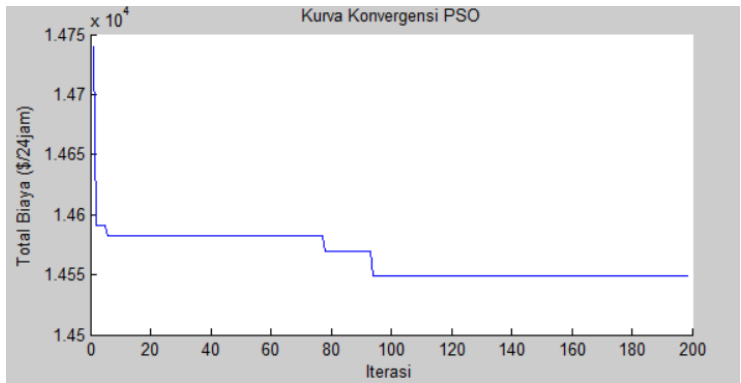
**Tabel 4.11** Hasil Simulasi DEDDR Kasus 4 Bagian 2 (lanjutan)

<b>Jam</b>	<b>Biaya (\$/h)</b>	<b>Daya yang dibangkitkan (MW)</b>
6	562.73	218.37
7	583.61	224.12
8	606.46	229.86
9	633.24	238.48
10	566.81	220.01
11	591.16	227.78
12	605.75	232.96
13	665.10	251.07
14	672.18	252.63
15	644.68	243.31
16	638.30	241.76
17	693.37	258.60
18	636.06	241.36
19	681.32	255.72
20	609.50	232.96
21	623.19	238.91
22	673.65	253.66
23	649.02	245.90
24	618.89	235.54
<b>Total</b>	<b>14549.23</b>	<b>5550.93</b>

Tabel 4.11 menunjukkan hasil simulasi DED setelah pengimplementasian *incentive-based* DRP dengan nilai *elasticity* 2x. Total biaya yang didapatkan ialah sebesar **\$14549.23 + \$218.36 = \$14767.59** (untuk total biaya pada permasalahan DED dengan pengimplementasian *incentive-based* DRP adalah total biaya pembangkitan ditambah dengan *cost-DR*), penurunan biaya pembangkitan ini lebih besar daripada kasus 2 dan 3 karena perbedaan sensitivitas konsumen (*elasticity*) dimana pada kasus ini *elasticity* 2x lebih besar, dan daya total yang dibangkitkan sama besarnya dengan permintaan beban yaitu sebesar **5550.93** (*equality constraint*). Daya yang dibangkitkan oleh setiap generator juga tidak melanggar batasan  $P_{max}$  atau  $P_{min}$  dari setiap generator (*inequality constraint*). Untuk kenaikan

dan penurunan daya setiap jam-nya juga tidak melanggar batasan *ramp rate limit*. Maka dapat disimpulkan bahwa hasil simulasi sudah sesuai dengan batasan *equality constraint*, *inequality constraint*, dan *ramp rate limit*.

Berikut adalah gambar kurva konvergensi PSO untuk kasus 4:



**Gambar 4.9** Kurva Konvergensi PSO Kasus 4

Pada gambar 4.9, dapat dilihat bahwa perhitungan pada iterasi ke-91 sudah mencapai nilai konvergen.

### 4.3 Analisa Hasil Simulasi

Pada sub bab ini, akan dijelaskan terkait perbedaan kurva profil pembebanan, total biaya, dan juga nilai perfomansi pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) pada setiap kasusnya.

#### 4.3.1 Kurva Profil Pembebanan

Berikut adalah tabel perbandingan untuk profil pembebanan pada setiap kasus:

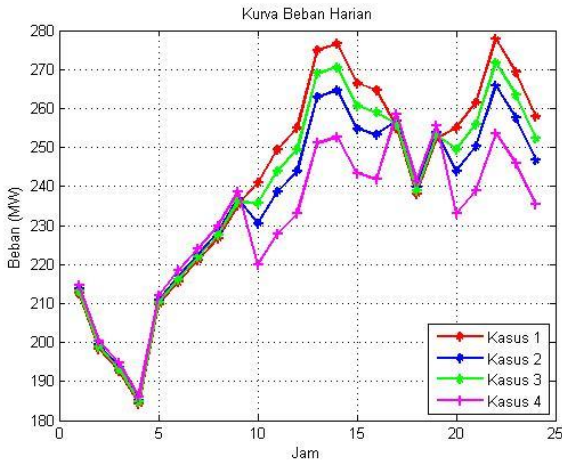
**Tabel 4.12** Perbandingan Profil Pembebanan Setiap Kasus

<b>Jam</b>	<b>Beban Kasus 1 (MW)</b>	<b>Beban Kasus 2 (MW)</b>	<b>Beban Kasus 3 (MW)</b>	<b>Beban Kasus 4 (MW)</b>
1	212.55	213.66	213.10	214.76
2	198.38	199.41	198.89	200.44
3	192.712	193.71	193.21	194.72
4	184.21	185.17	184.69	186.13
5	209.716	210.81	210.26	211.89
6	215.384	216.88	216.13	218.37
7	221.052	222.58	221.82	224.12
8	226.72	228.29	227.51	229.86
9	235.222	236.85	236.04	238.48
10	240.89	230.45	235.67	220.01
11	249.392	238.59	243.99	227.78
12	255.06	244.01	249.53	232.96
13	274.898	262.99	268.94	251.07
14	276.5984	264.61	270.61	252.63
15	266.396	254.85	260.63	243.31
16	264.6956	253.23	258.96	241.76
17	255.06	256.83	255.95	258.60
18	238.056	239.71	238.89	241.36
19	252.226	253.97	253.10	255.72
20	255.06	244.01	249.53	232.96
21	261.5782	250.24	255.91	238.91
22	277.732	265.70	271.72	253.66
23	269.23	257.56	263.39	245.90
24	257.894	246.72	252.31	235.54
<b>Total</b>	<b>5790.71</b>	<b>5670.82</b>	<b>5730.77</b>	<b>5550.93</b>

**Tabel 4.13** Pengurangan Beban Setiap Kasus

Kasus	Pengurangan Beban (MW)
1	-
2	119.8922
3	59.94
4	239.78

Berikut adalah grafik perbandingan profil pembebanan sistem pada setiap kasus:

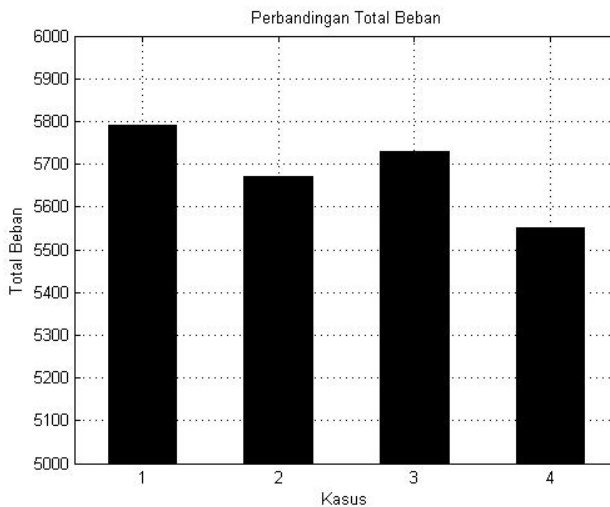


**Gambar 4.10** Perbedaan Profil Pembebanan Setiap Kasus

Dari hasil analisa kasus 1, kasus 2, kasus 3, dan kasus 4, didapatkan perbedaan permintaan beban pada saat *peak period* dikarenakan pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC), perbedaan profil pembebanan dapat dilihat pada tabel 4.12 dan gambar 4.10. Pada kasus 1 total permintaan bebannya adalah **5790 MW**, sedangkan kasus 2 sebesar **5670.82 MW**, kasus 3 sebesar **5730.77 MW**, dan kasus 4 sebesar **5550.93 MW**. Pada tabel 4.13 juga dapat dilihat bahwa pengurangan beban pada kasus 2 adalah sebesar **119.8922 MW**, kasus 3 sebesar **59.94 MW**, dan kasus 4 sebesar **239.78 MW**.

Perbedaan profil pembebanan yang paling signifikan terjadi pada kasus 4, hal ini disebabkan karena nilai sensitivitas dari konsumen yang besar ( $2x$ ), sehingga menyebabkan pengurangan beban yang lebih banyak daripada kasus 2, dan kasus 3. Pada kasus 3, pengurangan beban lebih rendah daripada kasus 2 karena sensitivitas konsumen lebih kecil ( $0.5x$ ) dari nilai awal sehingga menyebabkan pengurangan beban yang tidak terlalu signifikan.

Untuk beban pada periode *valley* dan *off-peak* mengalami sedikit kenaikan dikarenakan adanya perubahan harga atau pemberian *incentive* pada periode *peak* yang menimbulkan adanya perubahan pengonsumsi beban pada saat periode *valley* atau *off-peak* sehingga menyebabkan sedikit kenaikan harga pembangkitan pada periode *valley* dan *off-peak*, tetapi total biaya yang dihasilkan tetap lebih murah dari sebelum pengimplementasian karena adanya penurunan beban yang signifikan pada *peak period*.



**Gambar 4.11** Perbandingan Total Beban Setiap Kasus

### 4.3.2 Total Biaya

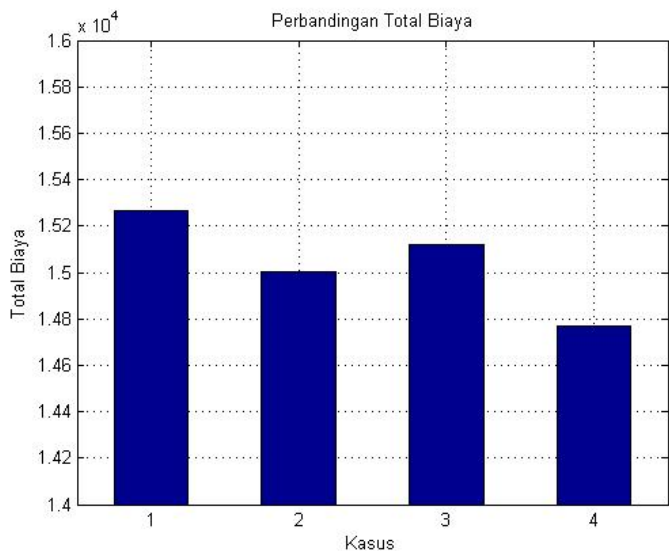
Dari hasil analisa kasus 1, kasus 2, kasus 3, dan kasus 4, didapatkan total biaya pembangkitan, dan total biaya pengimplementasian yang berbeda, sehingga menghasilkan total biaya



yang berbeda. Perbedaan tersebut dapat dilihat pada tabel 4.14 dan gambar 4.12.

**Tabel 4.14** Perbandingan Total Biaya Setiap Kasus (\$)

Kasus	Total Biaya Pembangkitan (\$)	Total <i>Incentive</i> (\$)	Total Biaya (\$)
1	15264.11	-	15264.11
2	14893.83	109.19	15003.02
3	15064.72	54.6	15119.32
4	14549.23	218.36	14767.59



**Gambar 4.12** Perbandingan Total Biaya Setiap Kasus

Pada tabel 4.14 dan gambar 4.12, dapat dilihat bahwa, pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) dapat mengurangi total biaya pembangkitan, dimana total biaya (total biaya pembangkitan ditambah total *incentive*) pada kasus 1 adalah sebesar **\$15264.11**, kasus 2 sebesar **\$15003.02**, kasus 3 sebesar **\$15119.32**, dan

kasus 4 sebesar **\$14767.59** (total biaya kasus 2, 3, dan 4 lebih kecil dari pada total biaya kasus 1).

Dari hasil yang didapat, dapat dilihat bahwa semakin tinggi nilai dari sensitivitas dari konsumen (*elasticity*), maka semakin tinggi pula total *incentive* (total biaya pengimplementasian) yang harus diberikan (untuk nilai insentif yang sama), dan begitu juga sebaliknya. Hal ini dapat dilihat pada kasus 2, total biaya pengimplementasiannya sebesar **\$109.19**, sedangkan pada kasus 3 mengalami penurunan menjadi **\$54.6** (nilai *elasticity* 0.5x), dan pada kasus 4 mengalami kenaikan menjadi **\$218.36** (nilai *elasticity* 2x). Perbedaan ini dapat terjadi karena semakin besar nilai dari *elasticity*, maka akan menyebabkan pengurangan beban yang lebih besar dan begitu juga sebaliknya.

Sesuai dengan kurs *dollar* per tanggal 11 Juli 2018 (**1 \$ = Rp 14.376,90**) maka nilai dari harga rata-rata listrik (*average electricity price*) dan total biaya pembangkitan dalam *dollar* (\$) dan rupiah (Rp) adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.15** *Average Electricity Price (\$/MWh)*

Kasus	Total Biaya Pembangkitan (\$)	<i>Average Electricity Price (\$/MWh)</i>
1	15264.11	2.64
2	14893.83	2.6263
3	15064.72	2.6287
4	14549.23	2.621

**Tabel 4.16** *Average Electricity Price (Rp/MWh)*

Kasus	Total Biaya Pembangkitan (Rp)	<i>Average Electricity Price (Rp/MWh)</i>
1	219.450.583,1	37.955,016
2	214.127.104,5	37.758,052
3	216.583.973	37.792,557
4	209.172.824,8	37.681,854

Dari tabel 4.15 dan tabel 4.16 dapat dilihat bahwa *average electricity* pada kasus 2, 3, dan 4 mengalami penurunan setelah dilakukan

pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC). Untuk total biaya dalam rupiah (Rp) adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.17** Total Biaya (Rp)

Kasus	Total Biaya Pembangkitan (Rp)	Total <i>Incentive</i> (Rp)	Total Biaya (Rp)
1	219.450.583,1	-	219.450.583,1
2	214.127.104,5	1.569.813,711	215.696.918,2
3	216.583.973	784.978,74	217.368.951,7
4	209.172.824,8	3.139.339,884	212.312.164,7

Pada tabel 4.17, dapat dilihat bahwa pada kasus 2 terjadi penurunan total biaya sebesar **Rp3.753.664,821** atau **\$261.09**, pada kasus 3 terjadi penurunan total biaya sebesar **Rp2.081.631,4** atau **\$144.79**, dan pada kasus 4 terjadi penurunan sebesar **Rp7.138.418,4** atau **\$496.52**. Penurunan dapat terjadi karena adanya perbedaan permintaan beban akibat dari pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC). Meskipun dengan pengimplementasian ini menghasilkan biaya yang baru (biaya pengimplementasian), akan tetapi total biaya yang dihasilkan (total biaya pembangkitan ditambah total biaya pengimplementasian) setelah pengimpelementasian *incentive-based* DRP ini lebih murah daripada total biaya sebelum pengimplementasian.

**4.3.3 Performansi**

Performansi daripada pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC), dapat diukur dari faktor penilai yang sudah disebutkan sebelumnya, yaitu *load factor* (LF), *peak to valley* (PV), dan *peak compensate* (PC). Berikut perbandingan nilai performansi dari tiap kasus:

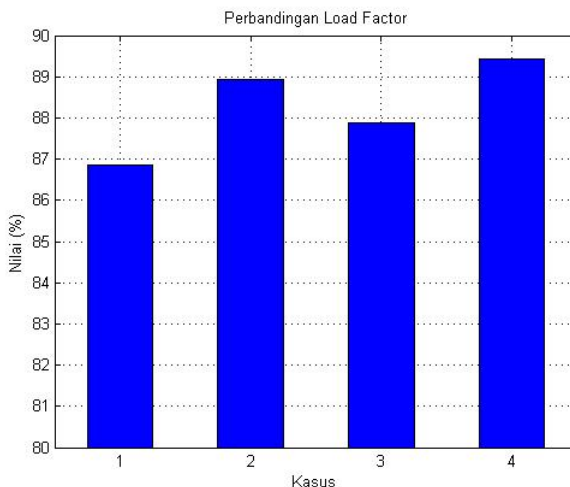
**Tabel 4.18** Perbandingan Performansi Setiap Kasus

Kasus	LF (%)	PV (%)	PC (%)
1	86.87	33.67	-
2	88.92	30.30	4.33
3	87.88	32.02	2.17
4	89.44	28.02	6.99

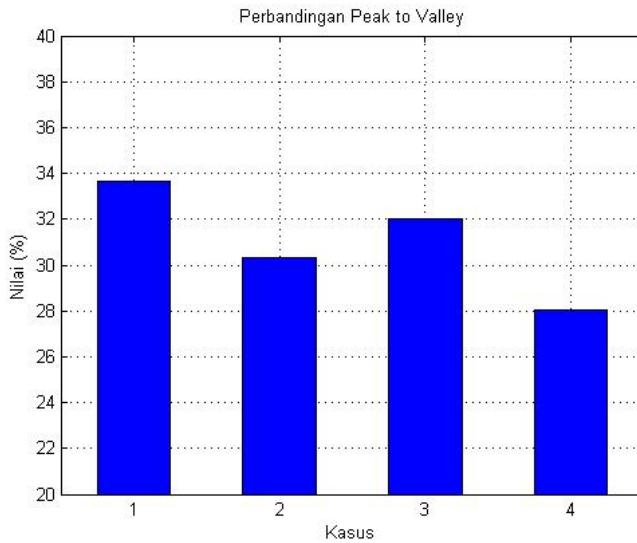
Berdasarkan tabel 4.18, didapatkan hasil, bahwa dengan pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) dapat menaikkan nilai *load factor*, pada kasus 1 didapatkan nilai *load factor* sebesar **86.87%**, dan pada kasus 2 sebesar **88.92%**, pada kasus 3 sebesar **87.88%** dan pada kasus 4 sebesar **89.44%**.

Dari tabel 4.17 juga, dapat dilihat bahwa semakin besar nilai sensitivitas dari konsumen menyebabkan pengurangan beban pada *peak period* yang semakin besar juga yang mengakibatkan nilai *peak compensate* semakin bertambah, hal ini dapat dilihat pada kasus 2 (*elasticity* 1x) didapatkan nilai *peak compensate* sebesar **4.33%**, pada kasus 3 (*elasticity* 0.5x) didapatkan nilai *peak compensate* sebesar **2.17%**, dan pada kasus 4 (*elasticity* 2x), didapatkan nilai *peak compensate* sebesar **6.99%**.

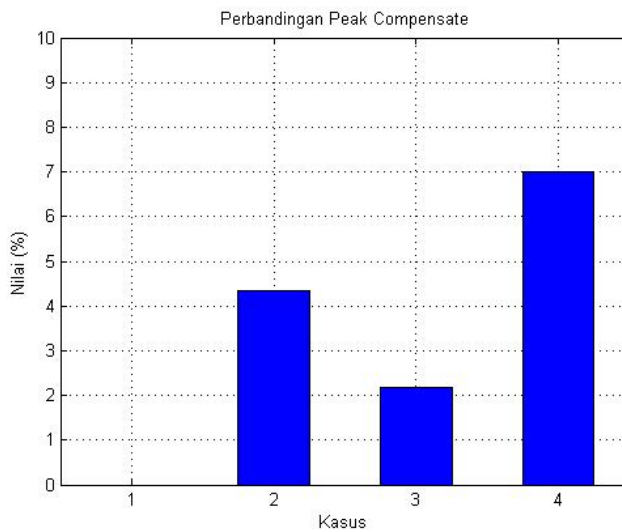
Nilai dari *peak to valley* pun semakin mengecil yang berarti jarak antara nilai beban *valley* dengan beban puncak semakin mengecil. Hal ini dapat dilihat pada kasus 1, nilai *peak to valley*-nya sebesar **33.67%**, sedangkan pada kasus 2, mengalami penurunan menjadi **30.30%**, dan pada kasus 3, karena *elasticity*-nya bernilai 0.5x dari nilai awal menyebabkan penurunan tidak sebesar pada kasus 2 dan didapatkan hasil sebesar **32.02%**, sedangkan pada kasus 4 (*elasticity* 2x) didapatkan nilai *peak to valley* sebesar **28.02%**.



**Gambar 4.13** Perbandingan *Load Factor* Setiap Kasus



**Gambar 4.14** Perbandingan *Peak to Valley* Setiap Kasus



**Gambar 4.15** Perbandingan *Peak Compensate* Setiap Kasus

## BAB 5

### PENUTUP

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dari penelitian permasalahan DED dengan pengimplementasian *incentive-based* DRP (EDRP/DLC) yang diselesaikan dengan menggunakan metode algoritma PSO pada sistem IEEE 30 Bus, didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil simulasi menunjukkan bahwa, setelah dilakukan pengimplementasian, pada kasus 2 terjadi penurunan biaya sebesar **Rp3.753.664,821** atau **\$261.09**, pada kasus 3 terjadi penurunan biaya sebesar **Rp2.081.631,4** atau **\$144.79**, dan juga pada kasus 4 terjadi penurunan biaya sebesar **Rp7.138.418,4** atau **\$496.52**. Hal ini menunjukkan bahwa pengimplementasian *incentive-based* DRP pada permasalahan DED menghasilkan biaya pembangkitan yang lebih murah dari sebelum pengimplementasian.
2. Dari hasil simulasi, total *incentive* yang dihasilkan pada kasus 2 adalah sebesar **Rp1.569.813,711** atau **\$109.19**, pada kasus 3 sebesar **Rp784.978,74** atau **\$54.6**, dan pada kasus 4 sebesar **Rp3.139.339,884** atau **\$218.36**. Hal ini menunjukkan bahwa, semakin tinggi sensitivitas (*elasticity*) dari pada konsumen, maka semakin tinggi juga total *incentive* yang harus diberikan, dan begitu juga sebaliknya.
3. *Incentive-based* DRP (EDRP/DLC) merupakan metode yang menguntungkan bagi kedua-belah pihak, yaitu bagi pihak konsumen dan juga bagi pihak perusahaan pembangkitan energi listrik. Dapat dikatakan menguntungkan kedua-belah pihak karena selain menghasilkan biaya pembangkitan yang lebih murah yang merupakan keuntungan bagi pihak perusahaan pembangkitan energi listrik, pihak konsumen juga mendapatkan keuntungan berupa *incentive*.

#### 5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah sebagai berikut:

1. Penelitian *dynamic economic dispatch* dengan mempertimbangkan *demand response* selanjutnya,

ditambahkan dampak seperti efek *valve-point*, atau *prohibited operating zones* agar didapatkan hasil yang lebih akurat.

2. Penambahan batasan-batasan lain pada permasalahan *dynamic economic dispatch*, seperti *losses*, agar dapat diketahui dampak pengimplementasian *demand response program* terhadap *losses*.
3. Penggunaan metode *demand response program* yang lain dalam permasalahan *dynamic economic dispatch*, seperti *time-based demand response program*.

## DAFTAR PUSTAKA

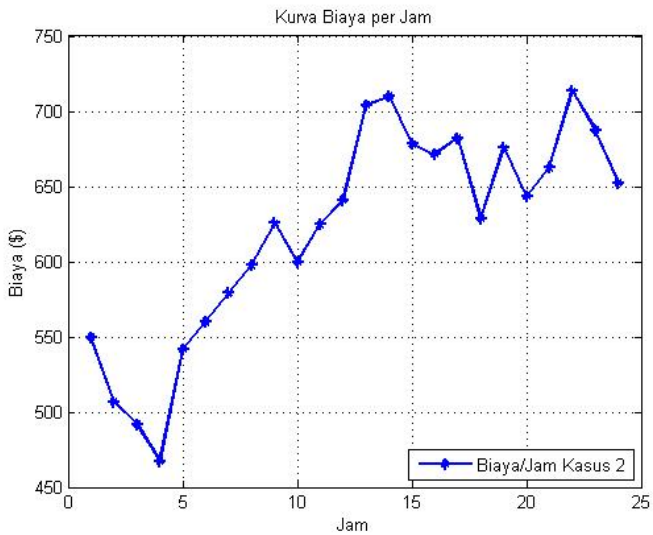
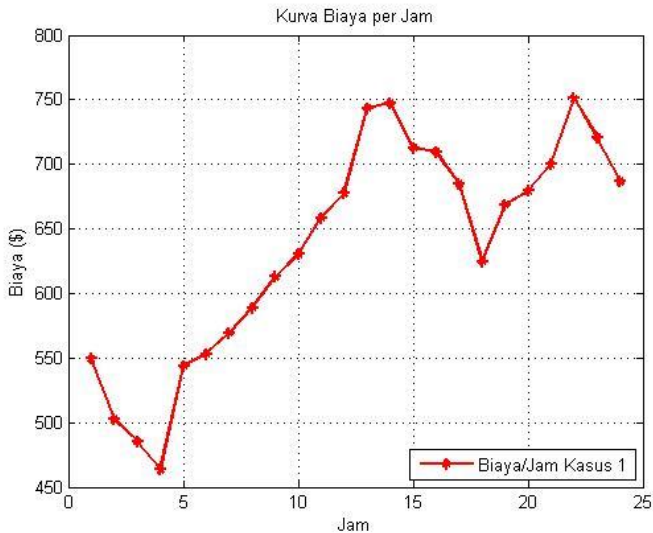
- [1] A. J. Wood dan B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*, 2. ed. New York, NY: Wiley, 1996.
- [2] H. Abdi, E. Dehnavi, dan F. Mohammadi, "Dynamic Economic Dispatch Problem Integrated With Demand Response (DEDDR) Considering Non-Linear Responsive Load Models," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, hlm. 2586–2595, Nov 2016.
- [3] P. Siano, "Demand response and smart grids—A survey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, hlm. 461–478, Feb 2014.
- [4] H. Saadat, *Power system analysis*. Boston: WCB/McGraw-Hill, 1999.
- [5] J.-B. Park, K.-S. Lee, J.-R. Shin, dan K. Y. Lee, "A Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch With Nonsmooth Cost Functions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, hlm. 34–42, Feb 2005.
- [6] G. K. Gupta dan S. Goyal, "Particle swarm intelligence based dynamic economic dispatch with daily load patterns including valve point effect," 2017, hlm. 83–87.
- [7] H. A. Aalami, M. P. Moghaddam, dan G. R. Yousefi, "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 1, hlm. 243–250, Jan 2010.
- [8] Ferdiyansah, Teguh. *Dynamic Economic Dispatch Dengan Kurva Biaya Pembangkitan Yang Tidak Smooth Menggunakan Particle Swarm Optimization*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro ITS. 2013
- [9] Nur Wahyudi, Afif. *Dynamic Optimal Power Flow (DOPF) dengan Kurva Biaya Pembangkitan Tidak Mulus Menggunakan Particle Swarm Optimization (PSO)*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro ITS 2013
- [10] Kharisma, Hilmy. *Dynamic Optimal Power Flow Mempertimbangkan Valve Point Effect Menggunakan Modified Honey Bee Mating Optimisation*. Tugas Akhir Departemen Teknik Elektro ITS 2017

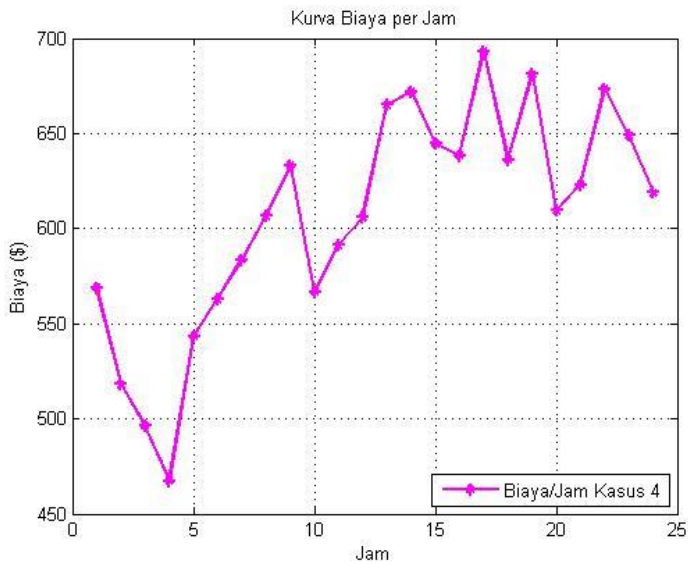
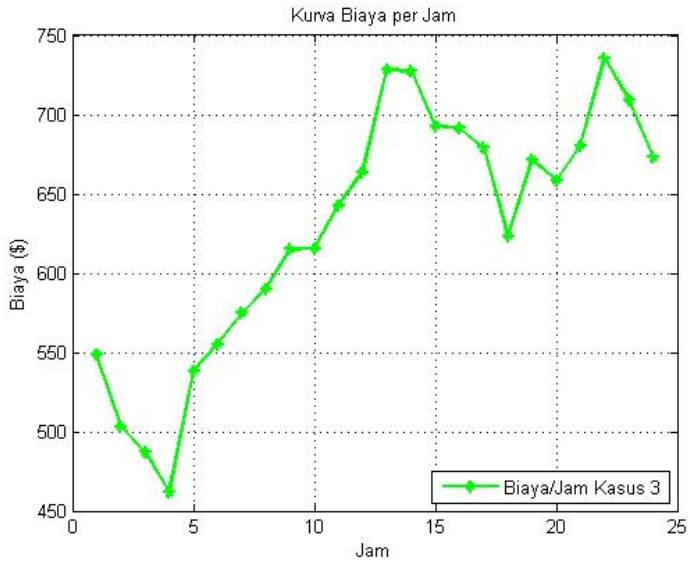


*Halaman ini sengaja dikosongkan*

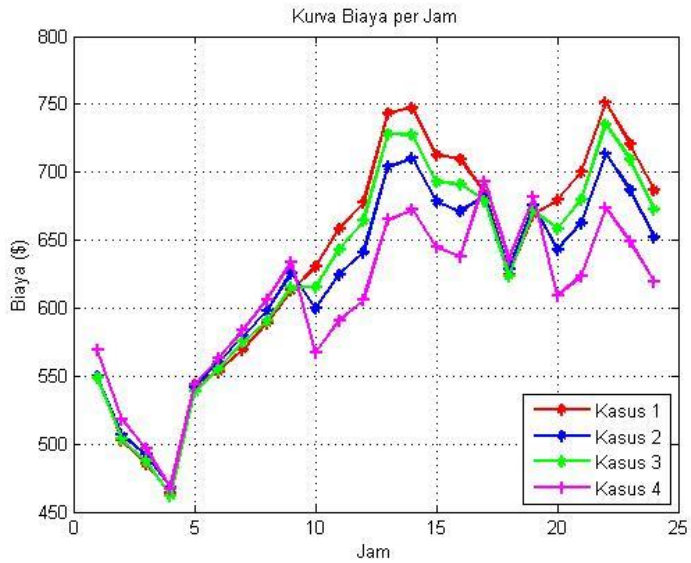
## LAMPIRAN

### I. Kurva Biaya Pembangkitan Tiap Jam Pada Setiap Kasus





## II. Kurva Perbandingan Biaya Pembangkitan Tiap Jam



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## RIWAYAT HIDUP PENULIS



Zico Musiano Sihombing lahir pada tanggal 25 Agustus 1996 di Kota Palembang. Anak ketiga dari tiga bersaudara. Penulis menamatkan jenjang pendidikannya mulai dari sekolah dasar di SD Kr. Eben Haezer 1 Manado pada tahun 2007, sekolah menengah pertama di SMP Putra 1 Jakarta pada tahun 2011, sekolah menengah atas di SMA Negeri 81 Jakarta pada tahun 2014, dan saat ini sedang menempuh pendidikan S1 di Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Penulis menekuni bidang Teknik Sistem Tenaga. Selama perkuliahan penulis juga aktif didalam kegiatan organisasi yaitu HIMATEKTRO ITS. Motto hidup penulis adalah “Segala Sesuatu Akan Indah Pada Waktunya”.

Penulis dapat dihubungi melalui e-mail: ***zicosihombing@gmail.com***

*Halaman ini sengaja dikosongkan*